SIGILOSO

Cláudio Wagner
Perito Contador CNPC nº 3.738
Contador CRC nº 1RS 048.422/O-0
Auditor Independente CNAI nº 604

PARECER TÉCNICO PERICIAL
DIVERGENTE

Contábil e Financeiro

EXCELENTÍSSIMO SENHOR JUIZ TITULAR DA 13ª VARA CRIMINAL FEDERAL DE CURITIBA, PARANÁ, DR. SÉRGIO FERNANDO MORO

REF.: Ação Penal nº 5021365-32.2017.4.04.7000/PR

CLÁUDIO WAGNER, **Contador** registrado no Conselho Regional de Contabilidade do Estado do Rio Grande do Sul sob o nº 1RS 048.422/O-0; **Perito** registrado no Cadastro Nacional de Peritos Contábeis sob o nº 3.738; **Auditor** registrado no Cadastro Nacional de Auditores Independentes sob o nº 604; **Responsável Técnico** perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Public Company Accounting Oversight Board – PCAOB, tendo tomado conhecimento do teor dos **Relatórios de Análise números 169/2017 e 014/2018** elaborados pelo Ministério Público Federal – Secretaria de Perícia, Pesquisa e Análise – SPPEA/PGR, e mais recentemente do **Laudo de Perícia Criminal Federal nº 0808/2018-SETEC/SR/PF/PR**, elaborado pelos Peritos Criminais Federais designados pelo Setor Técnico-Científico da Superintendência Regional do Departamento de Polícia Federal no Estado do Paraná, vem, na condição de **Perito Assistente** indicado pela Defesa do Ex-Presidente **Luiz Inácio Lula da Silva** na ação penal em epígrafe, mui respeitosamente perante Vossa Excelência, requerer a juntada do presente

PARECER TÉCNICO PERICIAL DIVERGENTE

S U M Á R I O

1. *Objetivo.....04*

2. *Material examinado.....04*

3. *Metodologia de trabalho.....05*

4. *Sigilo.....06*

5. *Omissões e incorreções existentes nos Relatórios de Análise nº 169/2017 e nº 014/2018, elaborados pelo Ministério Público Federal.....07*

   5.1 *Incorreções relacionadas aos documentos apresentados nos Anexos 5 e 6, do Evento 184.....08*

   5.2 *Demonstração, como base de comparação, de toda movimentação registrada nos controles do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, relacionadas a obra Aquapolo em 2010.....16*

   5.3 *Dos saques do caixa salvador (CXSSAR), atribuídos como lastro aos pagamentos efetuados a Emyr Diniz Costa Júnior, pelo Ministério Público Federal.....27*

6. *CAIXA ÚNICO - Divergência em relação ao Laudo de Perícia Federal Criminal nº 808/2018, elaborado pelo Setor Técnico-Científico da Superintendência Regional de Polícia Federal no Paraná – SETEC/SR/PF/PR.....40*

7. *Respostas aos quesitos, complementares aquelas ofertadas pelos Peritos Criminais Federais no Laudo nº 808/2018.....57*

8. *Conclusão.....63*

9. *Encerramento.....64*

1. OBJETIVO

O presente trabalho tem por objetivo esclarecer e complementar as respostas ofertadas aos quesitos no Laudo de Perícia Criminal Federal nº 808/2018 formulados pelo Juízo, pelo Ministério Público Federal e pela Defesa do Ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva.

Nesse sentido, pretende-se apresentar os fatos com objetividade, rigor científico, concisão, argumentação e clareza, acompanhados de respostas complementares e esclarecimentos retificadores àqueles apresentados pelos Peritos Criminais Federais, visando assim dirimir os conflitos e dúvidas que possam haver de forma completa, independente e definitiva.

2. MATERIAL EXAMINADO

O material examinado foi aquele existente nos 11 (onze) discos rígidos e 2 (dois) pen drives que, segundo a Odebrecht, contém os dados referentes aos denominados sistema de comunicação *"Drousys"* e sistema de contabilidade *"MyWebDay B".*

Outrossim, da mesma forma que os Peritos Criminais Federais destacaram no Laudo nº 0335/2017 (página 300) e repetiram no Laudo nº 808/2018, páginas 4 e 6, é importante registrar que os trabalhos foram realizados com base em artefatos resultantes da utilização do sistema por usuários, assim como no arquivo denominado *"Dump de Banco de Dados"*, citado na página 5 do Laudo nº 808/2018.

Portanto, os trabalhos periciais são precários e podem eventualmente no futuro apresentar distorções caso a Odebrecht "encontre e forneça" a senha de acesso total ao sistema, tendo em vista a atual impossibilidade de exames no ambiente real utilizado pelos empregados do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, ou seja, o ambiente de produção.

Nesse sentido, enfatizo meu entendimento destacado no Parecer Técnico Pericial Divergente emitido em 29/Mar./2018 referente ao Laudo de Pericia Criminal nº 0355/2018, que a mídia periciada não têm utilidade como material probatório, pois a indisponibilidade de acesso integral ao ambiente de produção do sistema de contabilidade *MyWebDay B* e a análise de documentos isolados que supostamente transitaram no sistema *Drousys* (que podem ter sido manipulados), assim como análises no *"Dump de Banco de Dados"* limitado a um período que não alcança todas as operações realizadas, corrobora o que o Exmo. Senhor Juiz já havia advertido[1], a seguir transcrito: ***"Esclareça-se ainda que, sem a disponibilização do material para a perícia oficial, terá ele pouca utilidade como material probatório para instruir as investigações ou ações penais relativas aos fatos revelados pelo Grupo Odebrecht."*** (grifamos).

3. METODOLOGIA DE TRABALHO

Os trabalhos foram efetuados em conformidade com a Norma Brasileira de Contabilidade NBC TP 01, publicada no Diário Oficial da União em 19/Mar./2015, a qual estabelece regras e procedimentos técnico-científicos a serem observados pelo perito, quando da realização de perícia contábil, no âmbito judicial, extrajudicial, mediante o esclarecimento dos aspectos e dos fatos do litígio por meio de exame, vistoria, indagação, investigação, arbitramento, mensuração, avaliação e certificação.

Além disso, foi rigorosamente atendida a determinação do Juízo no despacho de 23 de Fevereiro de 2018, quando concedeu acesso as transações do sistema que dizem respeito ao objeto da presente ação, sem franquear cópia integral do sistema sob o pretexto de colocar em risco o sigilo e a eficácia de investigações em curso sobre outros crimes envolvendo outros agentes públicos supostamente beneficiados.

Nesse sentido, cumpre destacar que as análises de lançamentos contábeis não podem ser efetuadas de forma isolada e limitadas aos

[1] Ofício nº 700003961322, enviado em 27/Set./2017, a Procuradora Geral da República, Exma. Sra. Raquel Dodge.

lançamentos referenciados. Para obter-se um resultado fidedigno, é necessário o exame de toda a movimentação das contas contábeis e relatórios auxiliares onde referidos lançamentos estão consignados e, nesse sentido, foi indispensável o acesso integral a referidas contas e, em alguns casos, cópias dos registros existentes nas mesmas.

Portanto, a meu entender, embora o material examinado não tenha valor forense em virtude dos vícios indicados no Parecer Técnico de Informática sobre o assunto, os exames realizados permitem conclusões que devem repercutir na competência do Juízo e no desfecho da presente ação penal.

4. SIGILO

Muito embora as cópias parciais de documentos que me foram permitidas efetuar com a utilização do programa Microsoft Excel, bem como aquelas que recebi em formato PDF, entendo estarem em conformidade com o permitido pelo Juízo, assim como foram examinadas em relação ao sigilo e autorizadas a entrega pelo Delegado de Polícia Federal, Dr. FELIPE EDUARDO HIDEO HAYASHI, por medida de precaução e resguardo profissional, ressalto que solicitei aos advogados de Defesa do Ex Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, responsáveis pelo protocolo do presente Parecer Técnico Pericial Divergente, que o protocolo fosse efetuado na condição de sigilo absoluto, possibilitando primeiramente a análise do Exmo. Senhor Juiz e o julgamento em relação a manutenção ou não do sigilo relacionado a determinados lançamentos, históricos e nomes de pessoas que talvez seja julgada necessária a ocultação através da colocação de tarjas sobre os mesmos.

Referida medida, além de visar o resguardo pessoal e profissional, está diretamente ligada ao comentado nos parágrafos finais do item precedente. Além disso, julgo necessária por conter o material examinado lançamentos de pagamentos a terceiros que não compõem o objeto da presente ação, no entanto, figuram nos registros contábeis das contas sob exame.

5. OMISSÕES E INCORREÇÕES EXISTENTES NOS RELATÓRIOS DE ANÁLISE Nº 169/2017 E Nº 014/2018, ELABORADOS PELO MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

Os Relatórios em epígrafe identificam os documentos dos Anexos 5 e 6, do Evento 184 da presente ação penal, nos discos rígidos onde estão os arquivos dos programas *"Drousys"* e *"MyWebDay".*

No entanto, não identificam (omitem) as informações incorretas trazidas aos autos pelo engenheiro e colaborador EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR, conforme será amplamente detalhado no presente Parecer Técnico Pericial Divergente.

E, ainda, complementam os documentos trazidos aos autos pelo engenheiro EMYR com outros que o Ministério Público diz ter extraído do sistema *"MyWebDay B",* cuja interpretação dada aos mesmos nos Relatórios 169/17 e 014/18 está completamente equivocada, onde foi concluído indevidamente e sem nenhuma base, conforme será visto adiante, que *"a análise das afirmações e documentos apresentados pelo colaborador e engenheiro EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR, somados aos relatórios extraídos do sistema MyWebDay mantidos na Suíça pelo Setor de Operações Estruturadas da Odebrecht, indicam que os R$ 700.000,00* ***utilizados na reforma do sítio em Atibaia em benefício do ex-presidente Luis (sic) Inácio Lula da Silva*** *foram registrados contabilmente pela Odebrecht na obra/centro de custo AQUAPOLO, em que o engenheiro atuava naquele momento. Para ter disponibilidade financeira em reais no Brasil, no final de dezembro/2010 a Odebrecht pagou no exterior, possivelmente por meio de suas offshores, 2 (duas) parcelas no total de US$ 368,421.00, equivalente à época aos R$ 700.000,00 e, por meio de operação dólar-cabo, foram disponibilizados os reais no Brasil, registrados na conta de controle da Odebrecht CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL mediante 2 (dois) saques no valor total de R$ 700.000,00, no final de dezembro/2010, como revelam os registros do sistema gerenciado pelo Setor de Operações Estruturadas da Odebrecht" (Relatório de Análise 014/2018, página 19.).* (Grifei).

5.1 INCORREÇÕES RELACIONADAS AOS DOCUMENTOS APRESENTADOS NOS ANEXOS 5 E 6, DO EVENTO 184.

Importante ressaltar que os documentos apresentados nos relatórios nº 169/2017 e nº 014/2018 relacionados aos sistemas *"Drousys"* e *"MyWebDay B"*, tanto aquele trazido pelo engenheiro e colaborador EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR, como aqueles extraídos do sistema *"MyWebDay B"* pelo Ministério Público Federal, foram identificados pelos Peritos Criminais Federais e detalhados no Laudo de Perícia Criminal nº 808/2018. O problema e a gravidade do que foi trazido aos autos, está na interpretação de referidos documentos. Vejamos:

Em 22 de Novembro de 2017, *"em conjunto com seus advogados"*, EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR requereu a juntada do documento a seguir reproduzido, que, segundo consta no requerimento *"coincide e corrobora os fatos narrados pelo Colaborador em seu Anexo 1"*:

LANÇAMENTOS DE ENTRADA POR OBRA Periodo 01/01/2010 até 31/12/2010 *Pagina 1 de 1*
FDD0072 Valores em R$ traduzidos em R$ Data 28/12/2011
Mostrar: *AMBOS*

Obra : UO011203 - AQUAPOLO Responsavel: DS SP-CAP

Data	Lanc.	Codinome	Valor	Acumulado
16-12-10	244588	DIRETO PARA OBRA	380.000,00	380.000,00
23-12-10	244589	DIRETO PARA OBRA	120.000,00	500.000,00
27-12-10	244590	DIRETO PARA OBRA	197.900,00	697.900,00
30-12-10	244591	DIRETO PARA OBRA	2.100,00	700.000,00
Total Obra			700.000,00	700.000,00

Conforme narrado no Anexo 1 de seu *Acordo de Colaboração,* que trata do tema *"Reforma do Sítio em Atibaia",* o colaborador indicou que recebeu em Dezembro de 2010, da equipe de Hilberto Silva, por intermédio de Maria Lucia Tavares, o valor total de R$ 700.000,00 (setecentos mil reais) para custeio de compra de materiais e dos serviços relativos à reforma do imóvel em questão.

Disse ainda o colaborador que a entrega dos valores teria sido realizada no escritório do Projeto Aquapolo, obra de saneamento localizada na região do ABC Paulista, onde o colaborador trabalhava na época.

Pois bem. Dito isso, passamos para as incongruências existentes no documento apresentado **como prova de que os valores teriam sido recebidos pelo Sr. EMYR no escritório do Projeto Aquapolo:**

1. Conforme o Laudo nº 808/2018 dos Peritos Criminais Federais, página 52, os valores expressos no documento apresentado pelo colaborador EMYR estão registrados, também, no documento denominado ***"EXTRATO POR CONTA – FDD0320", conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL,*** abaixo reproduzido:

EXTRATOS POR CONTA ***Periodo 01/01/2010 à 31/01/2012*** ***Pagina 14 de 24***

FDD0320 ***Na Moeda: R$*** ***12/01/2012***

Conta: CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR - REAL

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
16/12/2010	MOV-1007 - MOVIMENTAÇÕES CATO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.42 DO MOVIMENTO Nº 232348	0.00	50,000.00	62,204.47
16/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244588	380,000.00	0.00	442,204.47
23/12/2010	MOV-0601 - MOVIMENTAÇÕES - EAO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.84 DO MOVIMENTO Nº 244481	0.00	400,000.00	42,204.47
23/12/2010	MOV-0803 - MOVIMENTAÇÕES - HS / R$	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.83 DO MOVIMENTO Nº 244480	0.00	9,000.00	33,204.47
23/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244589	120,000.00	0.00	153,204.47
27/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244590	197,900.00	0.00	351,104.47
28/12/2010	MOV-0601 - MOVIMENTAÇÕES - EAO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.87 DO MOVIMENTO Nº 244541	0.00	300,000.00	51,104.47
29/12/2010	DS AV - DS AV - BA	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº C.11.175 DO MOVIMENTO Nº 244528	0.00	15,000.00	36,104.47
30/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244591	2,100.00	0.00	38,204.47

Figura 52 – Imagem de trechos da página 14 (do total de 24 páginas) do arquivo "FDD032061367[1].pdf" , localizado em "Disco_05-Xtract-PE2950-VHD-owni-ts-ts.vhd/vol_vol2/Documents and Settings/lucia/Local Settings/Temporary Internet Files/Content.IE5/A7ABYTIV/". Foi destacada parte do conteúdo da coluna "Obs".

O documento reproduzido do Laudo nº 808/2018, elaborado pelos Peritos Criminais Federais, nada mais é do que a demonstração exata de que o numerário que o colaborador EMYR diz ter recebido no escritório da obra

Aquapolo, na verdade além de não ter relação com Atibaia, foi recebido no Departamento de Operações Estruturadas, através do INGRESSO na conta que registra as disponibilidades em numerário no caixa denominado *CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL.*

Portanto, os elementos mostram que o dinheiro teve origem na obra Aquapolo e destinação ao Departamento de Operações Estruturadas, e nunca nesse caso o caminho inverso.

2. É importante ressaltar ainda que, em outros processos em curso na denominada operação Lava Jato, os registros de INGRESSOS no documento denominado *"EXTRATO POR CONTA – FDD0320",* são apresentados como representativos de entradas de numerário no caixa do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, premissa que me parece clara e evidente.

Nesse sentido, também faço referência apenas como exemplo ao Laudo nº 808/2018 dos Peritos Criminais Federais, página 35, onde está consignado:

> *"(...) Por fim, em pesquisa efetuada nos arquivos de "Dump" do Sistema MyWebDay, foi localizada a entrada do referido valor no caixa dos sistema de contabilidade paralela da Odebrecht, conforme relatório FDD0320 (Figura 28)."* (Grifei).

EXTRATOS POR CONTA Periodo 01/01/2000 à 01/01/2050 Pagina 698 de 1267

FDD0320 Na Moeda: 30/04/2018

Conta: G-INNEUR-M - GIGOLINO-INNOVATIONS MEINL (EURO) Saldo Anterior : 0,00

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
27/12/2010	GASO - GASODUTO SAN MARTIN	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244587	720.000,00	0,00	2.004.252,58

Figura 28 – FDD0320 exibido na moeda de origem

3. Também no Laudo nº 808/2018, página 53, os Peritos Criminais Federais incluem trechos de uma planilha eletrônica em formato Excel, com o nome "CONCILIAÇÃO (R$)(1) – Cópia – Cópia.xls", onde pode ser visto expressamente o histórico (*"discriminação"*): RECEBIMENTO DA OBRA AQUAPOLO (FOZ), e os valores respectivos:

LANÇAMENTOS X SALDO (CXSSAR)

	Data	Discriminação	Saídas	Entradas
958	22-dez-10	PAGTO. - T.10.84(EAO) US$ 210,526.00. - TX 1,90000285	400.000,00	
961	16-dez-10	RECEBIMENTO DA OBRA AQUAPOLO (FOZ)		380.000,00
962	23-dez-10	RECEBIMENTO DA OBRA AQUAPOLO (FOZ)		120.000,00
963	27-dez-10	RECEBIMENTO DA OBRA AQUAPOLO (FOZ)		197.900,00
964	28-dez-10	PAGTO,-T.10.87(EAO) US$ 157,895.00-TX 1,89999683333	300.000,00	
965	30-dez-10	RECEBIMENTO DA OBRA AQUAPOLO (FOZ)		2.100,00

Figura 55 – Trecho da planilha anexada ao e-mail de 29/03/2012.

4. Ressalta-se, ainda, que foram utilizados os formulários denominados *"FDD0320 – EXTRATOS POR CONTA"*, onde estavam consignados SAQUES de valores (e não INGRESSOS), para fazer prova de pagamentos supostamente em benefício do Ex Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, conforme citado na página 39, do Laudo nº 808/2018, a seguir reproduzido:

EXTRATOS POR CONTA Periodo 01/01/2000 à 01/01/2050 Pagina 501 de 1267

FDD0320 Na Moeda: 30/04/2018

Conta: GIGOCORP - GIGOLINO - CONST I SUR CORPBANCA PANAMÁ

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
04/10/2010	OOOO - DP-ODB	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº L.10.127 DO MOVIMENTO Nº 244484	0,00	611.515,00	-3.099.138,63
14/10/2010	OOOO - DP-ODB	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº L.10.127 DO MOVIMENTO Nº 244485	0,00	637.300,00	2.746.632,37
12/01/2011	OOOO - DP-ODB	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº L.10.127 DO MOVIMENTO Nº 244486	0,00	537.575,00	515.538,76

Figura 32 – Imagens de trechos do relatório financeiro FDD320, gerado a partir do "Dump", com destaque para os valores dos pagamentos efetuados.

Questiona-se: O que é correto para fazer prova em relação as saídas de caixa supostamente destinadas a pagamentos indevidos efetuados pelo Departamento de Operações Estruturadas da Odebrecht, tendo em vista que documentos com registros completamente opostos estão sendo apresentados pretendendo fazer a mesma prova?

5. Em complemento, destaco que os Peritos Criminais Federais demonstraram que os registros contábeis da operação em questão no sistema de contabilidade *"MyWebDay B"*, representam, de forma inconteste, que os valores expressos no documento apresentado pelo colaborador EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR ingressaram no departamento de operações estruturadas a partir da obra Aquapolo, o que foi por este perito assistente técnico confirmado e será a seguir detalhado com a demonstração dos lançamentos nas contas contábeis respectivas.

Importante ressaltar que os lançamentos a seguir apresentados, extraídos da contabilidade processada no sistema *"MyWebDay B" (Razão Contábil)* e acessados através do *"Dump de Banco de Dados"*, embora demonstrem apenas lançamentos referentes aos R$ 700.000,00 que foram gerados na obra Aquapolo e entraram no Caixa de Salvador, devem ser parte integrante do balancete geral apurado no departamento de operações estruturadas, documento que não foi possível gerar através dos arquivos fornecidos pela Odebrecht aos Peritos Criminais Federais (FDD0370 – BALANCETE). Portanto, não se trata de uma demonstração do balancete da obra, e muito menos do balancete geral do departamento.

Ref.:	CONTA CONTÁBIL		Data do Lançamento	Número do Lançamento	VALOR DEBITADO		VALOR CREDITADO	
					R$	US$	R$	US$
	1.	ATIVO			1.400.000,00	825.662,32	0,00	0,00
	1.1	CIRCULANTE						
	1.1.1	DISPONIBILIDADE						
	1.1.1.01	CAIXA						
1		CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR	16.12.2010	113289	380.000,00	223.687,30		
2		CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR	23.12.2010	113293	120.000,00	70.813,17		
3		CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR	27.12.2010	113297	197.900,00	117.079,80		
4		CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR	30.12.2010	113301	2.100,00	1.250,89		
	1.1.2	CONTAS A RECEBER						
	1.1.3	OUTRAS CONTAS A RECEBER						
	1.1.3.02	ADIANTAMENTO A PRESTADOR DE SERVIÇO						
	1.1.3.05	CONTAS A RECEBER REFERENTE A COMISSÃO						
	1.1.3.06	CUSTO APROPRIADO						
	1.3	CONTAS DE COMPENSAÇÃO			700.000,00	412.831,16	0,00	0,00
	1.3.1	PROGRAMAS						
	1.3.1.01	APROVAÇÃO DE PROGRAMAS						
	1.3.1.01.01	SALDO DO PROGRAMA						
	1.3.1.01.01.01	VALOR DA NEGOCIAÇÃO						
	1.3.1.01.01.02	REQUISIÇÕES LIBERADAS						
	1.3.1.02	CONTA CORRENTE GERAÇÃO PROPRIA						
1.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	16.12.2010	113291	380.000,00	223.687,30		
2.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	23.12.2010	113295	120.000,00	70.813,17		
3.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	27.12.2010	113299	197.900,00	117.079,80		
4.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	30.12.2010	113303	2.100,00	1.250,89		
	2.	PASSIVO (e patrimonio líquido)			0,00	0,00	1.400.000,00	825.662,32
	2.1	CIRCULANTE						
	2.1.1	FINANCIAMENTOS						
	2.1.1.01	OUTROS FINANCIAMENTOS						
	2.1.2	FORNECEDORES						
	2.1.2.04	REQUISIÇÃO A LIBERAR						
	2.3	CONTAS DE COMPENSAÇÃO			0,00	0,00	700.000,00	412.831,16
	2.3.1	PROGRAMAS						
	2.3.1.01	PROGRAMAS APROVADOS						
	2.3.1.01.01	SALDO DO PROGRAMA						
	2.3.2	OBRIGAÇÕES COM GERAÇÃO PRORIA						
	2.3.2.01	OBRIGAÇÕES COM GERAÇÃO PRORIA						
1.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	16.12.2010	113292			380.000,00	223.687,30
2.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	23.12.2010	113296			120.000,00	70.813,17
3.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	27.12.2010	113300			197.900,00	117.079,80
4.1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	30.12.2010	113304			2.100,00	1.250,89
	2.4	PATRIMONIO LIQUIDO			0,00	0,00	700.000,00	412.831,16
	2.4.1	PATRIMONIO						
	2.4.1.01	RESULTADO ACUMULADO						
	2.4.1.02	RESULTADO DO EXERCÍCIO					700.000,00	412.831,16
	3.	RECEITAS			0,00	0,00	700.000,00	412.831,16
	3.1	RECEITAS						
	3.1.1	RECEITAS DE GERAÇÃO						
	3.1.1.01	NO CANTEIRO						
1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	16.12.2010	113290			380.000,00	223.687,30
2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	23.12.2010	113294			120.000,00	70.813,17
3		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	27.12.2010	113298			197.900,00	117.079,80
4		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: DS SP-CAP - Empresa: CNO	30.12.2010	113302			2.100,00	1.250,89
	3.1.1.02	FORA DO CANTEIRO						
	3.1.1.03	ENCARGOS COM GERAÇÃO						
	3.1.2	RECEITAS FINANCEIRAS						
	3.1.2.01	RECEITAS DE APLICAÇÕES FINANCEIRAS						
	3.1.2.04	RECEITAS DE COMISSÃO						
	4.	CUSTOS E DESPESAS			0,00	0,00	0,00	0,00
	4.1.	CUSTOS E DESPESAS OPERAÇÃO						
	4.1.1.	CUSTO COM REMESSA						
	4.1.1.01	PARA OS CANTEIROS						

Conforme observa-se, a contabilidade demonstra um aumento no saldo de Caixa, especificamente pelo registro da entrada de numerário na conta CXSSAR – Caixa Livre Salvador em virtude do recebimento de uma Receita oriunda da geração ocorrida no canteiro da obra Aquapolo, exatamente o inverso daquilo que o documento apresentado pelo colaborador EMYR pretende fazer prova.

Ainda, julgamos importante ressaltar que a obra UO011203 – Aquapolo, no período de Dezembro de 2010 a Março de 2012, gerou um montante de R$ 8.800.000,00 ao departamento de operações estruturadas em ENTRADAS, conforme reproduzimos a seguir a íntegra do formulário *FDD0072 – LANÇAMENTOS DE ENTRADA POR OBRA*, que foi entregue somente parte ao Juízo pelo colaborador EMYR.

Ainda, embora os Peritos Criminais Federais tenham explicado que a forma desordenada de apresentação das informações em referido documento está relacionada a *"um "bug" no programa, onde o programador simplesmente não especificou qual a ordenação a ser utilizada"*, entendo importante destacar que justamente os lançamentos apresentados por EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR estão ao final daqueles referentes a 2012, mesmo referindo-se a 2010. Ou seja, está em ordem cronológica incorreta, o que confirma a existência de problemas nos arquivos.

Também é de se ressaltar a necessidade de conhecer-se integralmente a origem e o destino desses valores, os quais poderão esclarecer de onde vieram e como eram gerados recursos na obra e encaminhados para o departamento de operações estruturadas, cuja parcela está sendo vinculada a presente ação penal de forma indevida.

LANÇAMENTOS DE ENTRADA POR OBRA Periodo 01/01/1900 até 31/12/2050 *Pagina 12 de 83*

FDD0072 Valores em R$ traduzidos em R$ Data 20/03/2018

Mostrar:

Obra : UO011203 - AQUAPOLO Responsavel: DS SP-CAP

Data	Lanc.	Codinome	Valor	Acumulado
21-11-11	296417	DIRETO PARA OBRA	90,000.00	90,000.00
22-11-11	296418	DIRETO PARA OBRA	290,000.00	380,000.00
23-11-11	296419	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	580,000.00
24-11-11	296420	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	730,000.00
29-11-11	296531	DIRETO PARA OBRA	250,000.00	980,000.00
30-11-11	296600	DIRETO PARA OBRA	120,000.00	1,100,000.00
13-12-11	298547	DIRETO PARA OBRA	310,000.00	1,410,000.00
15-12-11	298565	DIRETO PARA OBRA	140,000.00	1,550,000.00
15-12-11	298566	DIRETO PARA OBRA	170,000.00	1,720,000.00
15-12-11	298567	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	1,870,000.00
16-12-11	298810	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	2,020,000.00
19-12-11	298844	DIRETO PARA OBRA	260,000.00	2,280,000.00
22-12-11	298924	DIRETO PARA OBRA	320,000.00	2,600,000.00
22-12-11	298925	DIRETO PARA OBRA	270,000.00	2,870,000.00
26-12-11	298938	DIRETO PARA OBRA	260,000.00	3,130,000.00
29-12-11	299016	DIRETO PARA OBRA	165,000.00	3,295,000.00
04-01-12	300715	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	3,395,000.00
05-01-12	301237	DIRETO PARA OBRA	50,000.00	3,445,000.00
06-01-12	301238	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	3,545,000.00
13-01-12	304100	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	3,745,000.00
20-01-12	304224	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	3,895,000.00
25-01-12	304225	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	3,995,000.00
26-01-12	304228	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	4,195,000.00
31-01-12	304769	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	4,295,000.00
24-02-12	304772	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	4,445,000.00
28-02-12	304824	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	4,645,000.00
02-03-12	304825	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	4,795,000.00
13-03-12	310774	DIRETO PARA OBRA	245,000.00	5,040,000.00
30-03-12	311166	DIRETO PARA OBRA	55,000.00	5,095,000.00
16-12-10	244588	DIRETO PARA OBRA	380,000.00	5,475,000.00
23-12-10	244589	DIRETO PARA OBRA	120,000.00	5,595,000.00
27-12-10	244590	DIRETO PARA OBRA	197,900.00	5,792,900.00
30-12-10	244591	DIRETO PARA OBRA	2,100.00	5,795,000.00

07-01-11	254472	DIRETO PARA OBRA	35,000.00	5,830,000.00
10-08-11	292241	DIRETO PARA OBRA	250,000.00	6,080,000.00
19-08-11	292370	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	6,230,000.00
24-08-11	292445	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	6,430,000.00
25-08-11	292464	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	6,630,000.00
26-08-11	292502	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	6,830,000.00
02-09-11	292627	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	7,030,000.00
23-09-11	293187	DIRETO PARA OBRA	170,000.00	7,200,000.00
14-10-11	294233	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	7,300,000.00
07-11-11	294462	DIRETO PARA OBRA	300,000.00	7,600,000.00
08-11-11	295685	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	7,700,000.00
09-11-11	295686	DIRETO PARA OBRA	240,000.00	7,940,000.00
10-11-11	295687	DIRETO PARA OBRA	280,000.00	8,220,000.00
11-11-11	295781	DIRETO PARA OBRA	150,000.00	8,370,000.00
16-11-11	295782	DIRETO PARA OBRA	130,000.00	8,500,000.00
17-11-11	296384	DIRETO PARA OBRA	100,000.00	8,600,000.00
21-11-11	296385	DIRETO PARA OBRA	200,000.00	8,800,000.00
Total Obra			**8,800,000.00**	**8,800,000.00**

5.2 DEMONSTRAÇÃO, COMO BASE DE COMPARAÇÃO, DE TODA MOVIMENTAÇÃO REGISTRADA NOS CONTROLES DO DEPARTAMENTO DE OPERAÇÕES ESTRUTURADAS DA ODEBRECHT, RELACIONADAS A OBRA AQUAPOLO EM 2010.

Visando certificar-me que a contabilidade paralela da Odebrecht eventualmente não adotava o método contábil fracassado do contador inglês Edward Thomas Jones[2], ou ainda outro que não o consagrado método das partidas dobradas[3], aprofundei as análises e revisei todos os documentos disponíveis e relacionados as saídas de dinheiro do departamento de operações estruturadas direcionadas à obra Aquapolo no exercício de 2010,

[2] Jones escreveu a obra *The English System of Book-keping by Single or Double Entry* (versão Inglesa) e *Méthode Simplifié de la Tenue des Livres en Partie Simple ou Double* (versão Francesa), em tradução livre: Método Simplificado de Manutenção dos Livros em Partidas Simples ou Dobradas.

[3] Divulgado pelo Frei Franciscano Luca Pacioli, que viveu entre os anos de 1447 a 1517, em um capítulo dedicado ao método das partidas dobradas em livro de sua autoria intitulado *"Summa de Arithmetica, Geometria, Proporção e Proporcionalidade"* (Tradução livre: Coleção de conhecimentos de aritimetica, geometria, proporção e proporcionalidade). O livro foi publicado em Veneza no ano de 1494, continha um capítulo sobre contabilidade expondo o *"Particulario de Computies et escripturis"* que para nós é o consagrado e utilizado método das partidas dobradas.

onde foi possível constatar que realmente o documento entregue por EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR não faz prova de que ele recebeu numerário do departamento de operações estruturadas, no exercício de 2010 e em valor de R$ 700.000,00.

O departamento de operações estruturadas da Odebrecht, adotava uma contabilidade de acordo com as práticas usuais, com plano de contas contábil e centros de custos bem definidos por obras e por responsáveis, assim como a devida utilização do método das partidas dobradas em seus registros, como não poderia ser diferente. Além disso, todas as operações eram registradas e acompanhadas em relatórios auxiliares de controle.

Em relação a obra Aquapolo, no exercício de 2010 existe o registro de apenas uma negociação de numerário no departamento de operações estruturadas para pagamento a pessoa de codinome IRMÃO, cujas remessas foram devidamente registradas, no mínimo, nos relatórios adiante reproduzidos (importante ressaltar que não há o registro da remessa alegada por EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR nos relatórios que serão a seguir expostos).

a) FDD0200 – EXTRATO (Registra todos os detalhes das negociações ocorridas e relacionadas a obra, assim como dos valores requisitados):

EXTRATO — **Página 159 de 759**
FDD0200 — **Período : 01/01/2001 até 01/01/2099** — **19/03/2018**
MOSTRAR : NO LOCAL

DS SP-CAP

DC	Obra	Programa	Codinome		Data	Moeda	Valor	
EMIR	UO011203 - AQUAPOLO	Verba	IRMÃO	**Negociação**	16/07/2010	R$	400,000.00	400,000.00
				Requisitado	05/10/2010	R$	200,000.00	200,000.00
				Requisitado	11/11/2010	R$	200,000.00	200,000.00
							Total Programa	400.000,00
							Saldo Programa	0,00
							Total da Obra	400.000,00
							Total DC	400.000,00

O Extrato acima reproduzido apresenta um único programa registrado na obra Aquapolo no exercício de 2010, em nome de EMYR, o qual não tem nenhuma relação com o documento por ele apresentado na presente ação penal.

A demonstração consignada no extrato indica as únicas saídas programadas no departamento de operações estruturadas para a obra Aquapolo em 2010.

b) FDD0181 – LISTAGEM DE PROGRAMAS POR CODINOME (Permite identificar os programas abertos – valores negociados e a pagar –, por obra e para cada codinome):

LISTAGEM DE PROGRAMAS POR CODINOME — ***Pagina 190 de 37***
FDD0181 — **14/03/2018**
Mostrar: AMBOS

Codinome: IRMÃO

Obra	Programa	Reqt.	Data	Moeda	Negociação
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
UO011203 - AQUAPOLO	Verba	C	16/07/2010	R$	400,000.00
				Total de Programas Listados	**2**

A listagem acima reproduzida apresenta, por codinome, o único programa negociado para a obra Aquapolo em 2010, corroborando o FDD0200 – EXTRATO. Nota-se também, que não há registro de programa relacionado ao documento apresentado por EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR.

c) FDD0183 – VALORES DE PROGRAMAS NOVOS/ACRÉSCIMOS (Permite verificar os programas negociados, assim como aqueles novos acrescidos depois da negociação inicial. Em alguns casos, possui informações adicionais importantes):

Valores de Programas Novos / Acrescimos Periodo 01/06/1900 até 01/01/2050 Pagina 105 de 653
22/06/2018
FDD0183 Moeda: Todas
Mostrar AMBOS

Obra UO011203-AQUAPOLO								Total em R$:	400,000.00
Codinome IRMÃO-Verba								Total em R$:	400,000.00
Ngoc	Empresa	Moeda	Negociçãc	Local	Data	Seq	Valor Novo/Acrescimo	Obs	Status
12921	C	R$	400,000.00	DIRETOS	16/07/2010	1	400,000.00		NOVO

Este relatório mantém a coerência com os demais, apresentando um único programa negociado para pagamento pelo departamento de operações estruturadas em Julho/2010, em nome da obra Aquapolo, no valor de R$ 400.000,00.

d) FDD0092 – LANÇAMENTOS DE SAÍDAS POR OBRA (Registra todos os valores que saíram do departamento de operações estruturadas (contas financeiras), destinados a pagamentos de interesse da obra ou do encarregado):

LANÇAMENTOS DE SAIDA POR OBRA Periodo 01/01/1900 até 31/12/2050 Pagina 169 de 828
FDD0092 Valores em R$ traduzidos em R$ 14/03/2018
Mostrar: AMBOS

Obra : UO011203 - AQUAPOLO Responsavel: DS SP-CAP

Data	Lanc	Codinome	Valor	Acumulado
13-10-2010	238543	IRMÃO	200,000.00	200,000.00
31-10-2010	307054	COMISSAO	42,000.00	242,000.00
11-11-2010	240229	IRMÃO	200,000.00	442,000.00
30-11-2010	307592	COMISSAO	42,000.00	484,000.00
Total Obra			484,000.00	484,000.00

Demonstra o resumo das saídas por obra, sempre em coerência com as programações e codinomes expressos nos relatórios anteriores.

Aqui é importante ressaltar que surgem dois novos valores que não constavam nos relatórios anteriores, de R$ 42.000,00 em 31/Out./2010 e R$ 42.000,00 em 30/Nov./2010, referenciados como comissão.

Tais valores referem-se ao débito lançado para o centro de custos do responsável pela obra que solicitou ao departamento de operações estruturadas os pagamentos a terceiros e/ou verba, que servirá posteriormente para abater dos eventuais bônus desse executivo, quando da apuração dos resultados da obra.

O chefe do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, Hilberto Mascarenhas da Silva Filho, em depoimento prestado na data de 06/Mar./2017 sob a obrigação de dizer a verdade, ao Exmo. Sr. Ministro HERMAN BENJAMIN, naquela ocasião Corregedor-Geral da Justiça Eleitoral, relatou:

> *(...) **Depoente** - Eu diria ao senhor que isso era muito raro. Os próprios líderes se entendiam antes e diziam: essa bola é minha, uma próxima você faz. **Porque eles se preocupavam com o custo, porque o que eu gastava para atender a solicitação eu cobrava deles ou debitava a eles na avaliação deles. E é sabido que a Odebrecht pagava bônus sobre resultado. Esse valor era reduzido diretamente do resultado dele. E mais uma comissão de vinte por cento que a empresa cobrava, porque custava para fazer o caixa dois.** Você para fazer um caixa dois você gasta (...)* (Grifei).

Conforme se observa, a comissão no caso em exame é condizente com o depoimento de Hilberto Silva.

e) FDD0093 – LANÇAMENTOS DE SAÍDAS POR CODINOME (Registra todos os lançamentos direcionados a determinado codinome, relacionando-o a obra respectiva):

LANÇAMENTOS DE SAIDA POR CODINOME	Periodo 01/01/1900 até 31/12/2050		Pagina 602 de 185
FDD0093	Valores em R$ traduzidos em R$		14/03/2018

Codinome : IRMÃO						Mostrar : AMBOS
Data	Lanc	Obra		Resp.	Valor	Acumulado
13-10-10	238543	UO011203 - AQUAPOLO		DS SP-CAI	200,000.00	200,000.00
31-10-10	307054	UO011203 - AQUAPOLO	COMISSAO	DS SP-CAI	42,000.00	242,000.00
11-11-10	240229	UO011203 - AQUAPOLO		DS SP-CAI	200,000.00	442,000.00
30-11-10	307592	UO011203 - AQUAPOLO	COMISSAO	DS SP-CAI	42,000.00	484,000.00
Total de IRMÃO :					484,000.00	484,000.00

Totaliza os valores a pagar por codinome, identificando ainda para fins de centro de custos, obra e responsável.

f) FDD0094 – LANÇAMENTOS DIÁRIOS DE SAÍDAS

LANÇAMENTOS DIARIO DE SAIDA Periodo 01/01/1900 até 31/12/2050 Pagina 354 de 836

Valores em R$ traduzidos em R$ Data 15/03/2018

FDD0094 Mostrar: AMBOS

Nº	Histórico	Obra	Resp.	Codinome	Local	Valor	Cotc.
Data 13/10/2010							
238543	PAGO	UO011203 - AQUAPOLO	DS SP-CAP	IRMÃO	DIRETOS	200,000.00	A
Data 31/10/2010							
307054	VL. REFERENTE RATEIO C. FATURAS	UO011203 - AQUAPOLO	DS SP-CAP	IRMÃO	COMISSÃO	42,000.00	A
Data 11/11/2010							
240229	PAGO	UO011203 - AQUAPOLO	DS SP-CAP	IRMÃO	DIRETOS	200,000.00	A
Data 30/11/2010							
307592	VL. REFERENTE RATEIO C. FATURAS	UO011203 - AQUAPOLO	DS SP-CAP	IRMÃO	COMISSÃO	42,000.00	A

Permite identificar os pagamentos efetuados por dia, obra, responsável, codinome, local e valor, sempre em coerência com os demais relatórios apresentados.

g) FDD0010 – BENEFICIÁRIOS

BENEFICIARIOS *Pagina 51 de 101*

FDD0010 *14/03/2018*

Codinome	Obra
IRMÃO	UO011203 - AQUAPOLO

Identifica o codinome e o relaciona com as obras onde o mesmo tem valores a receber – programas abertos.

h) FDD0320 – EXTRATOS POR CONTA

EXTRATOS POR CONTA ***Periodo 01/01/2010 à 31/12/2010*** ***Pagina 11 de 327***

FDD0320 ***Na Moeda: R$*** ***04/05/2018***

Conta: BAMBIR - BAMBI - REAL

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
13/10/2010	UO011203 - AQUAPOLO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº C.10.1940 DO MOVIMENTO Nº 238543	0,00	200.000,00	-380.000,00

Conta: PAULISTINH - PAULISTINHA - REAL

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
11/11/2010	UO011203 - AQUAPOLO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº C.10.2280 DO MOVIMENTO Nº 240229	0,00	200.000,00	5.245.319,60

Permite identificar os ingressos e saques efetuados de numerário em cada conta, principalmente aquelas que representam movimentação de recursos (caixa), discriminadas por obra, data, requisição e valor. Note-se que no caso do documento apresentado pelo colaborador EMYR, o mesmo está refletido no *FDD0320 – EXTRATO POR CONTA – CXSSAR*, como um ingresso, e não como uma saída. E, INGRESSO na conta CXSSAR significa contabilmente que o dinheiro entrou no departamento de operações estruturadas, e não na obra Aquapolo.

i) FDD0275 – ORDEM DE PAGAMENTO POR SENHA

ORDEM DE PAGAMENTO POR SENHA ***19/03/2018***

FDD0275 ***Período : Até*** ***Pagina19 de374***

PROGRAMAÇÃO : BAMBI - REAL

DATA	CIDADE	CODINOME	MOEDA	VALOR	SENHA	NR. OP
05/10/2010	SP	IRMÃO	R$	200.000,00	COLIGADO -	C.10.1940 238543

PROGRAMAÇÃO : PAULISTINHA - REAL

DATA	CIDADE	CODINOME	MOEDA	VALOR	SENHA	NR. OP
11/11/2010	SP	IRMÃO	R$	200.000,00	Melancia - AV. ALMIRANTE DELAMARE, 3000-ESC. DA AQUAPOLO AMBIENTAL ETE ABC-HELIÓPOLIS, DR. GUILHERME PASCHOAL	C.10.2280 240229

Permite identificar a programação de pagamentos pela senha, identificando o codinome, cidade, data, moeda, valor e número da operação, assim como

eventualmente detalhes do local de entrega. Nota-se que na ordem de pagamento da conta PAULISTINHA – REAL, consta detalhadamente que o local da entrega é o endereço da obra Aquapolo, o que não existe em documentos relacionados com aquele apresentado por EMYR.

j) FDD0071 – RESUMO MENSAL – CONSOLIDADO DE ENTRADAS E SAÍDAS

Resumo Mensal - Consolidado de entrada e saidas ***Pagina 584 de 1213***
FDD0071 **Mês Ref.: 10/2010**
Valores em R$ traduzidos em R$ Data: 14/03/2018

SAIDAS

Responsavel DS SP-CAP

Obra	Valor	Acumulado
UO011203 AQUAPOLO	242,000.00	45,485,990.44

Resumo Mensal - Consolidado de entrada e saidas ***Pagina 627 de 1213***
FDD0071 **Mês Ref.: 11/2010**
Valores em R$ traduzidos em R$ Data: 14/03/2018

SAIDAS

Responsavel DS SP-CAP

Obra	Valor	Acumulado
UO011203 AQUAPOLO	242,000.00	45,727,990.44
Total mês	242,000.00	Total ano 45,727,990.44

Resumo Mensal - Consolidado de entrada e saidas ***Pagina 670 de 1213***
FDD0071 **Mês Ref.: 12/2010**
Valores em R$ traduzidos em R$ Data: 14/03/2018

ENTRADA:

Responsavel DS SP-CAP

Obra	Valor	Acumulado
UO011203 AQUAPOLO	700,000.00	700,000.00

O relatório acima reproduzido demonstra de forma clara que os valores de SAÍDAS referem-se àqueles que efetivamente foram pagos a terceiros, ou seja, são SAQUES do caixa do departamento de operações estruturadas. Já, os valores de ENTRADAS, referem-se àqueles gerados no canteiro da obra e representam INGRESSOS no caixa do departamento de operações

estruturadas, conforme pode-se observar o registro dos R$ 700.000,00 oriundo da obra Aquapolo, em oposição ao declarado por EMYR.

Ainda, para complementar e melhor demonstrar a sistemática de registros de entrega de dinheiro no canteiro de obras, que não condiz com as declarações e documentos de EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR, além do formulário FDD-0275 – ORDEM DE PAGAMENTO POR SENHA reproduzido na página anterior, reproduzimos também, a seguir, cópia de documento preparado no departamento de operações estruturadas onde consta uma espécie de "rascunho em planilha Excel", com os dados da entrega do numerário[4].

O R D E N S - PROGRAMAÇÃO SEMANAL
SEMANA DE 04 A 08.10.2010

Ordem	Moeda	Valor	DATA	Codinome	LOCAL	SENHA	DS / DC	PRESTADOR	OBRA	OBSERVACOES
[redacted]										
R$	200.000,00	05.10	IRMAO	SP	COLIGADO		EMIR	BAMBIR	AQUAPOLO	
[redacted]										

O R D E N S - PROGRAMAÇÃO SEMANAL
SEMANA DE 08 a 12.11.2010

Ordem	Moeda	Valor	DATA	Codinome	LOCAL	SENHA	DS / DC	PRESTADOR	OBRA	OBSERVACOES
[redacted]										
C.10.2280	R$	200.000,00	11.11	IRMAO	SP		EMIR - CELSO RODRIGUES		AQUAPOLO	
[redacted]	R$									

Por fim, será demonstrada a contabilização no razão contábil do departamento de operações estruturadas dos únicos pagamentos efetuados pelo setor em 2010, direcionados a obra Aquapolo, onde poderá novamente ser observado que é completamente contrário aos registros efetuados daquele valor a afirmação do colaborador EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR de que teria recebido no canteiro de obras o numerário. Ainda, importante ressaltar que:

a) Os lançamentos a seguir apresentados, extraídos da contabilidade processada no sistema *"MyWebDay B" (Razão Contábil)* e acessados através do *"Dump de Banco de Dados"*, demonstram apenas lançamentos referentes a movimentação do extrato *(FDD0200)* da obra Aquapolo, portanto, devem ser parte integrante do balancete geral apurado no

[4] Parte do arquivo magnético apresentado por Marcelo Odebrecht nos autos a Ação Penal nº 5037409-29.2017.404.7000, Evento 09, onde visava comprovar pagamentos (saídas de numerário) efetuados.

departamento de operações estruturadas, documento que não foi possível gerar através dos arquivos fornecidos pela Odebrecht aos Peritos Criminais Federais (FDD0370 – BALANCETE). Portanto, não se trata de uma demonstração do balancete geral;

b) Nota-se que o resultado negativo de R$ 316.000,00 apresentado, está influenciado pelo crédito referente a comissão do departamento de operações estruturadas pela geração de caixa, no montante de R$ 84.000,00, que, certamente, será abatido quando do pagamento de eventuais bônus ao executivo responsável pela obra e pela respectiva despesa paga.

Ref.:	CONTA CONTÁBIL		Data do Lançamento	Número do Lançamento	VALOR DEBITADO		VALOR CREDITADO	
					R$	US$	R$	US$
	1	ATIVO			884.000,00	510.716,23	1.600.000,00	947.531,46
	1.1	CIRCULANTE						
	1.1.1	DISPONIBILIDADE						
	1.1.1.01	CAIXA						
2A 1		BAMBIR	13.10.2010	92567			200.000,00	120.134,55
3A 1		PAULISTINHA	11.11.2010	107689			200.000,00	117.164,61
	1.1.2	CONTAS A RECEBER						
	1.1.3	OUTRAS CONTAS A RECEBER						
	1.1.3.02	ADIANTAMENTO A PRESTADOR DE SERVIÇO						
	1.1.3.05	CONTAS A RECEBER REFERENTE A COMISSÃO						
4 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP	31.10.2010	276419	42.000,00	24.685,55		
5 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP	30.11.2010	277495	42.000,00	24.280,26		
	1.1.3.06	CUSTO APROPRIADO						
2 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	05.10.2010	88839	200.000,00	118.469,37		
2A 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	13.10.2010	89556			200.000,00	120.134,55
3 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	97109	200.000,00	117.164,61		
3A 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	97198			200.000,00	117.164,61
	1.3	CONSTAS DE COMPENSAÇÃO			400.000,00	226.116,44	800.000,00	472.933,14
	1.3.1	PROGRAMAS						
	1.3.1.01	APROVAÇÃO DE PROGRAMAS						
	1.3.1.01.01	SALDO DO PROGRAMA						
	1.3.1.01.01.01	VALOR DA NEGOCIAÇÃO						
1 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	16.07.2010	71191	400.000,00	226.116,44		
	1.3.1.01.01.02	REQUISIÇÕES LIBERADAS						
2 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	05.10.2010	88838			200.000,00	118.469,37
3 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	97108			200.000,00	117.164,61
	1.3.1.02	CONTA CORRENTE GERAÇÃO PRÓPRIA						
2A 3		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO	13.10.2010	92570			200.000,00	120.134,55
3A 3		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO	11.11.2010	107692			200.000,00	117.164,61
	2	PASSIVO (e patrimonio líquido)			1.600.000,00	947.531,46	884.000,00	510.716,23
	2.1	CIRCULANTE						
	2.1.1	FINANCIAMENTOS						
	2.1.1.01	OUTROS FINANCIAMENTOS						
	2.1.2	FORNECEDORES						
	2.1.2.04	REQUISIÇÕES A LIBERAR						
2 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	05.10.2010	88840			200.000,00	118.469,37
2A 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	13.10.2010	92568	200.000,00	120.134,55		
3 3		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	97110			200.000,00	117.164,61
3A 2		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	107690	200.000,00	117.164,61		
	2.3	CONTAS DE COMPENSAÇÃO			800.000,00	472.933,14	400.000,00	226.116,44
	2.3.1	PROGRAMAS						
	2.3.1.01	PROGRAMAS APROVADOS						
	2.3.1.01.01	SALDO DO PROGRAMA						
1 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	16.07.2010	71192			400.000,00	226.116,44
2 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	05.10.2010	88837	200.000,00	118.469,37		
3 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	97107	200.000,00	117.164,61		
	2.3.2	OBRIGAÇÕES COM GERAÇÃO PRÓPRIA						
	2.3.2.01	OBRIGAÇÕES COM GERAÇÃO PRÓPRIA						
2A 3		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO	13.10.2010	92569	200.000,00	120.134,55		
3A 3		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO	11.11.2010	107691	200.000,00	117.164,61		
	2.4	PATRIMONIO LIQUIDO			400.000,00	237.299,16	84.000,00	48.965,81
	2.4.1	PATRIMONIO						
	2.4.1.01	RESULTADO ACUMULADO						
	2.4.1.02	RESULTADO DO EXERCÍCIO			400.000,00	237.299,16	84.000,00	48.965,81
	3	RECEITAS			0,00	0,00	84.000,00	48.965,81
	3.1	RECEITAS						
	3.1.1	RECEITAS DE GERAÇÃO						
	3.1.1.01	NO CANTEIRO						
	3.1.1.02	FORA DO CANTEIRO						
	3.1.1.03	ENCARGOS COM GERAÇÃO						
	3.1.2	RECEITAS FINANCEIRAS						
	3.1.2.01	RECEITAS DE APLICAÇÕES FINANCEIRAS						
	3.1.2.04	RECEITAS DE COMISSÃO						
4 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO	31.10.2010	276420			42.000,00	24.685,55
5 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO	30.11.2010	277496			42.000,00	24.280,26
	4.	CUSTOS E DESPESAS			400.000,00	237.299,16	0,00	0,00
	4.1.	CUSTOS E DESPESAS OPERAÇÃO						
	4.1.1.	CUSTO COM REMESSA						
	4.1.1.01	PARA OS CANTEIROS						
2A 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	13.10.2010	89555	200.000,00	120.134,55		
3A 1		Obra: UO011203-AQUAPOLO - Responsável: CAGP - Empresa: CNO - Codinome: IRMÃO	11.11.2010	97197	200.000,00	117.164,61		

Tendo em vista que a contabilidade acessada pelos Peritos Criminais Federais está expressa em Dólares, será apresentada a seguir uma tabela demonstrando como apuramos os respectivos valores em Reais do relatório *FDD0200-EXTRATO*, que tiveram por base uma taxa de conversão

própria da Odebrecht, cuja evolução diária encontrava-se nos arquivos examinados:

BASE DOS REGISTROS	Data	Moeda Negociada	Valor da Negociação	Tx. Odebrecht	Tipo	Valor na Moeda de Contabilização (US$)
Dados da Negociação	16.07.2010	REAIS (R$)	400.000,00	1,7690000	A	226.116,44
Requisições	05.10.2010	REAIS (R$)	200.000,00	1,6882000	A	118.469,37
Requisições	11.11.2010	REAIS (R$)	200.000,00	1,7070000	A	117.164,61
Pagamento da requisição de 05.10.2010	13.10.2010	REAIS (R$)	200.000,00	1,6648000	A	120.134,55
Pagamento da requisição de 11.11.2010	11.11.2010	REAIS (R$)	200.000,00	1,7070000	A	117.164,61
Comissão na requisição de 05.10.2010	31.10.2010	REAIS (R$)	42.000,00	1,7014000	A	24.685,55
Comissão na requisição de 11.11.2010	30.11.2010	REAIS (R$)	42.000,00	1,7298000	A	24.280,26

5.3 DOS SAQUES DO CAIXA SALVADOR (CXSSAR), ATRIBUÍDOS COMO LASTRO AOS PAGAMENTOS EFETUADOS A EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR, PELO MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL.

Após afirmar no Relatório de Análise nº 169/2017, página 5, que *"a planilha com código de identificação "FDD0072" foi datada de 28/12/2011 e apresenta registros de lançamentos do período de 01/01/2010 até 31/12/2010, indicando a destinação de valores em reais pela Odebrecht **para a obra denominada AQUAPOLO**,[5] no total de R$ 700.000,00 (setecentos mil reais), sob a rubrica "DIRETO PARA OBRA", divididos em quatro lançamentos: (...)"*, o Ministério Público muda a versão desse fato no Relatório de Análise nº 014/2018, páginas 8, 9 e 10, a seguir reproduzidas:

> *"**2.2. – Arquivo FDD032061367[1].pdf** – Os arquivos do tipo FDD032 constantes nos relatórios gerenciais do sistema MyWebDay referem-se a EXTRATOS POR CONTA e foi identificado o arquivo FDD032061367[1].pdf, que diz respeito ao extrato da conta de controle da Odebrecht denominada **CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL**, **contendo importantes informações para a presente investigação**[4].*

[5] Grifei

O arquivo FDD032061367[1].pdf apresenta 24 (vinte e quatro) páginas de extrato da conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL, do período de 01/01/2010 até 31/01/2012, com valores apresentados em reais.

Na página 14 do citado extrato foram identificados registros que possibilitaram o rastreamento da origem e destino dos lançamentos que segundo EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR revelam as entregas dos valores utilizados pela Odebrecht na reforma do sítio em benefício do ex-presidente Lula.

Figura 5 - Registros identificados no extrato da conta da Odebrecht CXSSAR - Caixa Livre Salvador - Real.

EXTRATOS POR CONTA Periodo 01/01/2010 à 31/01/2012 Pagina 14 de 24

FDD0320 Na Moeda: R$ 12/01/2012

Conta: CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR - REAL

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
16/12/2010	MOV-1007 - MOVIMENTAÇÕES CATO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.42 DO MOVIMENTO Nº 232348	0.00	50,000.00	62,204.47
16/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244568	380,000.00	0.00	442,204.47
23/12/2010	MOV-0601 - MOVIMENTAÇÕES - EAO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.84 DO MOVIMENTO Nº 244481	0.00	400,000.00	42,204.47
23/12/2010	MOV-0803 - MOVIMENTAÇÕES - HS / R$	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.83 DO MOVIMENTO Nº 244480	0.00	9,000.00	33,204.47
23/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244569	120,000.00	0.00	153,204.47
27/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244590	197,900.00	0.00	351,104.47
28/12/2010	MOV-0601 - MOVIMENTAÇÕES - EAO	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.87 DO MOVIMENTO Nº 244541	0.00	300,000.00	51,104.47
29/12/2010	DS AV - DS AV - BA	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº C.11.175 DO MOVIMENTO Nº 244528	0.00	15,000.00	36,104.47
30/12/2010	UO011203 - AQUAPOLO	INGRESSO REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº DO MOVIMENTO Nº 244591	2,100.00	0.00	38,204.47

*Os 4 (quatro) lançamentos no valor total de R$ 700.000,00 que a Odebrecht registrou contabilmente no sistema MyWebDay, na obra/centro de custo UO11203 – AQUAPOLO, **ingressaram na conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL**[6], como se vê nos valores destacados em vermelho: R$ 380.000,00 EM 16/12/2010, R$ 120.000,00 EM 23/12/2010, R$ 197.900,00 em 27/12/2010 e R$ 2.100,00 em 30/12/2010.*

*Logo após **o ingresso desses R$ 700.000,00 na conta da Odebrecht CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL,**[5]*

[6] Grifei

provenientes da obra/centro de custos UO011203 – AQUAPOLO[7] *foram realizados os 2 (dois) saques no valor total de R$ 700.000,00 na conta CXSSAR, o primeiro em 23/12/2010 no valor de R$ 400.000,00 e o segundo em 28/12/2010 no valor de R$ 300.000,00 como mostram os valores destacados em azul".*

Como se vê, o Ministério Público que no Relatório de Análise nº 169/2017, narrou a destinação (ingresso) do valor de R$ 700.000,00 em quatro vezes à obra denominada AQUAPOLO, agora, no Relatório de Análise nº 014/2018, é infalível em afirmar que os mesmos *"4 (quatro) lançamentos no valor total de R$ 700.000,00 que a Odebrecht registrou contabilmente no sistema MyWebDay, na obra/centro de custo UO011203 – AQUAPOLO, ingressaram na conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL".*

Mas a contradição antes exposta e existente entre os Relatórios de Análises do Ministério Público Federal não é o único e grave problema, existem outras narrativas trazidas nos Relatórios que não refletem a realidade dos fatos e, também, não foram aprofundadas, conforme resumidamente consta na conclusão do Relatório de Análise 014/2018, página 19:

"Portanto, a análise das afirmações e documentos apresentados pelo colaborador e engenheiro EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR, somados aos relatórios extraídos do Sistema MyWebDay mantidos na Suíça pelo Setor de Operações Estruturadas da Odebrecht, indicam que os ***R$ 700.000,00*** *utilizados na reforma do sítio em Atibaia em benefício do ex-presidente Luis Inácio Lula da Silva foram registrados contabilmente pela Odebrecht na obra/centro de custo AQUAPOLO, em que o engenheiro atuava naquele momento. Para ter a disponibilidade financeira em reais no Brasil, no final de dezembro/2010 a Odebrecht pagou no exterior, possivelmente por meio de suas offshores, 2 (duas) parcelas no total de US$ 368.421,00, equivalente à época aos R$ 700.000,00 e, por meio de operação dólar-cabo, foram disponibilizados os*

[7] Grifei

> *reais no Brasil, registrados na conta de controle da Odebrecht CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR - REAL mediante 2 (dois) saques no valor total de R$ 700.000,00, no final de dezembro/2010, como revelam os registros do sistema gerenciado pelo Setor de Operações Estruturadas da Odebrecht.* (Grifei).

Infere o Ministério Público Federal em seu Relatório de Análise nº 014/2018, que os quatro valores que totalizaram os **R$ 700.000,00** **ingressados** na conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS, agora segundo o MPF **oriundos** da obra AQUAPOLO, serviram de base para o saque desta mesma conta (CXSSAR), de **US$ 368,421.00**, equivalentes a **R$ 700.000,00**, em duas parcelas (R$ 400.000,00 em 23/Dez./2010 e R$ 300.000,00 em 28/Dez./2010), sob o codinome de **"EAO" (Emilio Alves Odebrecht)** que possibilitou então, o suposto repasse para as obras do sítio do montante de R$ 700.000,00.

O relato aparenta desordem, mas na realidade a confusão está presente nos Relatórios de Análise do Ministério Público e precisa ser detalhadamente esclarecida, e é o que ousarei empreender.

Por todo o exposto, parece-me que até aqui já se pode concluir com firmeza que os quatro valores que totalizam R$ 700.000,00, sendo R$ 380.000,00 em 16/12/2010; R$ 120.000,00 em 23/12/2010; R$ 197.900,00 em 27/12/2010 e R$ 2.100,00 em 30/12/2010, **não** tiveram **origem** no departamento de operações estruturadas da Odebrecht com **destinação** à obra Aquapolo, mas sim, **tiveram origem** na obra Aquapolo e **destinação** ao Caixa Salvador (registrados como **ingressos** na conta *CXSSAR – CAIXA SALVADOR – REAIS*).

Doravante, se faz necessário demonstrar que os valores atribuídos como **saídas (saques)** do Caixa Salvador, no montante de R$ 700.000,00 em duas parcelas, sendo R$ 400.000,00 em 23/12/2010 e R$ 300.000,00 em 28/12/2010, sob o codinome **"EAO"** (Emílio Alves Odebrecht), **também não apresentam nenhuma conexão** com os valores **supostamente** enviados pelo

departamento de operações estruturadas, mais precisamente por Maria Lucia Tavares, ao escritório da obra Aquapolo a EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR.

Para tal conclusão, se fez necessária a análise do máximo possível de registros disponíveis referentes a conta denominada OBRA: MOV-0601 – MOVIMWENTAÇÕES – EAO. Não foi satisfatório apenas analisar os dois lançamentos apresentados de forma individual e isolada, como realizado pelo Ministério Público Federal.

Os registros da conta MOV-0601 – MOVIMENTAÇÕES – EAO, apontam "fortes indícios" da existência de uma espécie de *"fundo-fixo de caixa dois"*, com movimentação de elevados valores controlados por pessoas supostamente da confiança de Emílio Alves Odebrecht. Quase na sua totalidade tais valores foram movimentados em favor de interesses das Fazendas, Kieppe, Offshores e outros fins que se correlacionam com atividades operacionais, situação que pode justificar a classificação como "TERCEIROS".

Portanto, ficará absolutamente demonstrado na sequência que as duas saídas de numerário (saques) do Caixa Salvador, em nome de MOV-0601 – MOVIMENTAÇÕES – EAO, de R$ 400.000,00 e R$ 300.000,00, em nada tem relação com as obras referenciadas na presente ação penal, ou ainda, com os valores citados por EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR.

A partir do cruzamento de informações efetuado entre as Requisições emitidas, as Ordens de pagamento (movimentação bancária/caixa), o relatório FDD0200 – EXTRATO[8], o relatório FDD0183 – VALORES DE PROGRAMAS NOVOS / ACRÉSCIMOS[9], assim como as informações existentes no *"Dump de Banco de Dados"* que foram disponibilizadas, realizamos uma demonstração consolidada de toda a movimentação ocorrida no período na conta denominada MOV-0601 – MOVIMENTAÇÕES – EAO, onde é possível ver claramente que o saque do CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAL, em 23/12/2010, no valor de R$ 400.000,00, assim como aquele de R$ 300.000,00 em 28/12/2010, tiveram

[8] ANEXO 1
[9] ANEXO 2

destinação à *"JICELIA"* e *"MG"*, com objetivo de atender "RLS", conforme demonstrativo a seguir apresentado, elaborado com base nos documentos antes citados.

Note-se que em referido demonstrativo, elaborado através da compilação de vários registros, documentos e relatórios do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, não há sequer insinuação de pagamentos a obras ou reformas, muito menos em sítio na cidade de Atibaia, SP.

Ainda, a destinação desses valores registrada em todos os documentos internos como encaminhada à *"JICÉLIA"* e a *"MG"*, na Cidade de Salvador, BA, denegam todas as afirmações do colaborador EMYR que diz ter recebido referidos valores de Maria Lúcia Tavares, no escritório da obra Aquapolo.

	DATA NO RELATÓRIO FDD0183	VALOR NOVO ACRÉSCIMO FDD0183	OBSERVAÇÕES DO RELATÓRIO FDD0183	STATUS NO RELATÓRIO FDD0183	NUMERO REQUISIÇÃO	$	VALOR NA MOEDA DA REQUISIÇÃO	DATA MOVIMENTO BANCÁRIO	CONTA MOVIMENTADA	MOEDA MOVIMENTO	VALOR NA MOEDA MOVIMENTO	DESCRIÇÃO NA REQUISIÇÃO	OBSERVAÇÕES NA MOVIMENTAÇÃO (banco de dados)
1					06.824	US$	16.737,78	11/07/06	CXDDD	US$	16.737,78	PAG. AVN AIR	
2					06.825	US$	49.981,80	14/07/06	CXDDD	US$	49.981,80	PAG. AVN AIR	
3					06.826	US$	48.445,80	26/07/06	CXDDD	US$	48.445,80	PAG. AVN AIR	
4					06.827	US$	34.834,62	27/07/06	CXDDD	US$	34.834,62	PAG. AVN AIR	
5	05/12/06	150.000,00	-	NOVO		US$		05/12/06					
6					07.3	US$	100.000,00	17/01/07	CARIOCA	US$	100.000,00	PAG. SOLICITADO EAO	JUNTAR COM A SOLICITAÇÃO DE WL NA MESMA DATA
7					07.0	US$	100.000,00	17/01/07	NOB	US$	100.000,00	PAG. SOLICITADO EAO	JUNTAR COM A SOLICITAÇÃO DE WL NA MESMA DATA
8	18/01/07	200.000,00	Valor foi devolvido em R$ a 2,20 em SSA	ACRÉSCIMO		US$		18/01/07					
9					07.8	US$	540.000,00	28/02/07	CARIOCA	US$	540.000,00	PAG. REF SOLICITAÇÃO FEV	PAGAR US$ 540 MIL EM SP EM US$ ACRESCIDO DA COMISSSÃO DE 3% C/ TX 2.13
10					07.8	US$	16.200,00	28/02/07	CARIOCA	US$	16.200,00	PAG. REF SOLICITAÇÃO FEV	3% COMISSÃO REF. ENTREGA DE US$540.000,00
11	28/02/07	1.400.000,00	Vai pagar US$ 184 MM em R$ e saldo em US$	ACRÉSCIMO		US$		28/02/07					
12					07.9	US$	352.000,00	17/04/07	CARIOCAR	R$	750.000,06	PAG. SOLICIT. EM ABR	PAGAR R$ 750 MIL QUE EQUIVALE AOS US$ 352 MIL A TX DE 2,13
13					07.10	US$	164.000,00	24/04/07	NOBR	R$	350.000,11	PAG. SOLICIT. EM ABR	PAGAR R$ 350 MIL QUE EQUIVALE AOS US$ 164 MIL A TX DE 2,13
14					07.11	US$	117.370,00	25/04/07	NOBR	R$	250.000,10	PAG.SOLICIT. EM ABR	PAGAR R$ 250 MIL QUE EQUIVALE AOS US$ 117,370 A TX DE 2,13
15					07.23	US$	200.000,00	31/05/07	CXDDD	US$	200.000,00	PAG. SOLICIT. EM MAI-KISA	
16					07.55	US$	63.744,00	02/07/07	GIGOLINO	US$	63.744,00	PAG. SOLICIT. EM JUL - CAT	VALOR PAGO A CATERPILAR POR SOLICITAÇÃODE JICELIA
17					07.16	US$	5.600,00	05/07/07	GIGO2	US$	5.600,00	PAG SOLICIT. EM JUL - KISA	REF. A DESPESA COM HELICOPTERO NA CONSTITUIÇÃO DAS EMPRESA OFF SHORE
18	06/07/07	2.289.000,00	Enviado US$ 3,275 M abatidoUS$ 936 M divida e US$ 200 Dep.Kisa Helicop.Mais US$ 150 mil enviado por Marcia	ACRÉSCIMO		US$		06/07/07					
19					07.26	US$	33.680,00	18/07/07	CARIOCAR	R$	65.000,00	PAG. SOLICIT. EM JUL	PAGAR R$ 65.000,00 E ENTREGAR NA AV. NAÇÕES UNIDAS,4777-5.ANDAR-ED.VILAS LOBOS-CECILIA IDA(R-9160)
20					07.19	US$	31.250,00	26/07/07	CARIOCAR	R$	60.000,00	PAG.SOLICIT. EM JUL	ENTREGAR A CECILIA EM SP CONVERTIDO PARA R$ 60 MIL
21					07.17	US$	30.540,00	01/08/07	CXDDD	US$	30.540,00	PAG SOLICIT. EM JUL - KISA	REF. AOS PAG DE EUROS 14,800 E EUROS 7,300 PARA HELICOPTERO VIA CX DDD
22					07.18	US$	25.000,00	01/08/07	CXDDD	US$	25.000,00	PAG SOLICIT. EM JUL	PAG. SOLICITADO POR RLS / JICELIA VIA CX DDD
23					07.41	US$	38.461,00	03/08/07	BAMBIR	R$	75.000,00	PAG.SOLICIT. EM AGO	ENTREGAR A D, CECILIA EM SP R$ 75 MIL
24					07.44	US$	718.000,00	06/08/07	CARIOCAR	R$	1.400.000,00	DEPOSITO SOLICITADO AGO	VARIOS DEPOSITOS EFETUADOS POR CARIOCA EM SP NA CONTA DA EAO-BRADESCO(R$1.400.000)
25					07.43	US$	25.641,00	10/08/07	CXSSAR	R$	50.000,00	PAG. SOLICITADO EM AGO	ENTREGAR D, MARCIA EM SSA R$ 50 MIL
26					07.20	US$	6.480,00	13/08/07	CXDDD	US$	6.480,00	PAG. SOLICIT. EM JUL - KISA	VLR DE EURO 4,800,00 - ROBERTO VANONI (HELICOPTERO)
27					07.42	US$	25.641,00	13/08/07	CXSSAR	R$	50.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO	ENTREGAR D. MARCIA EM SSA R$ 50 MIL
28					07.45	US$	35.900,00	15/08/07	NOBR	R$	70.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO	ENTREAR A D. MARCIA EM SSA R$ 70 MIL
29					07.47	US$	25.641,00	21/08/07	CXSSAR	R$	50.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO	ENTREGAR D. MARCIA EM SSA R$ 50 MIL
30					07.49	US$	30.500,00	23/08/07	BAMBI	US$	30.500,00	PAG. SOLICIT. EM AGO	ENTREGAR NA AV.NAÇÕES UNIDAS,4777-ALTO PINHEIRO-EDF.VILAS LOBO,5. ANDAR A CECILIA IDA - 21,960 EUROS
31					07.20	US$	15.000,00	24/08/07	CXDDD	US$	15.000,00	PAG. SOLICIT. EM JUL - KISA	PAGTO AVN AIR - HELICOPTERO (REF. GDF-KIEPPE)
32					07.48	US$	151.875,00	28/08/07	NOBR	R$	300.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO/SET	ATENDER VIA NOB A CALIL EM R$ 1.600 MIL (TOTAL) + JÁ ATENDEU R$ 300MIL
33					07.48	US$	202.500,00	30/08/07	NOBR	R$	400.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO/SET	ATENDER VIA NOB A CALIL EM R$ 1.600 MIL (ATENDIDO R$400MIL)
34					07.48	US$	202.500,00	03/09/07	NOBR	R$	400.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO/SET	ATENDER VIA NOB A CALIL EM R$ 1.600 MIL (R$ 400.000,00 ATENDEU)
35					07.32	US$	50.800,00	06/09/07	CXSSAR	R$	100.000,00	PAG. SOLICIT. EM SET	SOLICITADO POR MARCIA PARA SSA (R$250.000,00) PAGAMOS R$100.000,00
36					07.20	US$	46.130,20	11/09/07	CXDDD	US$	46.130,20	PAG. SOLICIT. EM JUL - KISA	PAGTOS SOLICITADOS POR UCL NO TOTAL DE CHF 54.918,00
37					07.48	US$	151.875,00	12/09/07	NOBR	R$	300.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO/SET	ATENDER VIA NOB A CALIL EM R$ 1.600 MIL (PAGOU R$ 300.000,00)
38					07.32	US$	76.200,00	12/09/07	CXSSAR	R$	150.000,00	PAG. SOLICIT. EM SET	SOLICITADO POR MARCIA PARA SSA (R$250.000,00). PAGOU R$ 150.000,00 (ENTREGUES A JICELIA)
39					07.33	US$	25.400,00	12/09/07	CXSSAR	R$	50.000,00	PAG. SOLICIT. EM SET	ENTREGAR EM SSA A MARCIA QUE SOLICITOU (R$ 50.000,00) ENTREGUES A JICELIA.
40					07.48	US$	101.250,00	14/09/07	NOBR	R$	200.000,00	PAG. SOLICIT. EM AGO/SET	ATENDER VIA NOB A CALIL EM R$ 1.600 MIL (PAGOU R$ 200.000,00)
41					07.21	US$	92.048,40	05/10/07	CXDDD	US$	92.048,40	PAG. SOLICIT. EM JUL - KISA	PAGTO INVOICE ALFA AVIATION AG
42					07.39	US$	25.000,00	15/10/07	SEVENMP	R$	50.000,00	PAG. SOLICIT. EM OUT	ENTREGAR A JICÉLIA R$ 50 MIL(TX 2,00)
43					07.20	US$	949,80	22/10/07	CXDDD	US$	949,80	PAG. SOLICIT. EM JUL - KISA	EQUIVALENTE A FSUISSOS 82,269.90 A PAGAR CONF. ORIENTAÇÃO DE UCL EM DIVERSOS PAGAMENTOS
44					07.21	US$	17.951,60	22/10/07	CXDDD	US$	17.951,60	PAG. SOLICIT. EM JUL - KISA	EFETUAR ESTE PAG. CONFORME ORIENTAÇÃO A SER ENVIADA POR UCL
45					07.58	US$	3.217,10	22/10/07	CXDDD	US$	3.217,10	PAG. SOLICIT. EM OUT - COMPL. KISA	REFERENTE AO COMPLEMENTO DO ULTIMO PAG. PARA KISA RELATIVO AO HELICOPTERO
46					07.59	US$	30.224,90	24/10/07	SEVENMP	R$	58.334,00	PAG. SOLICIT. EM OUT - SALDO	ENTREGAR EM SSA A JICELIA - CONVERTIDO EM R$
47	16/04/08	300.000,00	Enviado do PKT	ACRÉSCIMO		US$		16/04/08					
48					08.22	US$	17.857,00	18/04/08	SEVENMP	R$	30.000,00	PAG. SOLICITADO EM ABR-08	ATENDER ENTREGAR A RALIL EM R$ 30 MIL VIA MARCIA GUSMÃO - TX 1,68
49					08.31	US$	231.547,00	02/05/08	NOBR	R$	389.000,00	PAG SOLICITADO EM MAIO-08	PAGO R$ 389.000,00 - TX- 1,68
50					08.31	US$	50.596,00	02/05/08	BAMBIR	R$	85.000,00	PAG SOLICITADO EM MAIO-08	PAGO EM SP A CECILIA IDA R$ 85.000,00 TX 1,68
51	10/06/08	900.000,00	Enviado do PKT -equivalente a R$ 1.512.000,00 a 1,68	ACRÉSCIMO		US$		10/06/08					
52					08.36	US$	238.095,00	11/06/08	NOBR	R$	400.000,00	PAG SOLICITADO EM JUN-08	ENTREGAR A JICELIA EM SSA R$ 1.512.000,00 REFERENTE AOS US$ 900 MIL A TX 1,68
53					08.36	US$	59.524,00	11/06/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUN-08	ENTREGAR A JICELIA EM SSA R$ 1.512.000,00 REFERENTE AOS US$ 900 MIL A TX 1,68
54					08.36	US$	119.048,00	11/06/08	NOBR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUN-08	ENTREGAR A JICELIA EM SSA R$ 1.512.000,00 REFERENTE AOS US$ 900 MIL A TX 1,68
55					08.36	US$	267.857,00	12/06/08	NOBR	R$	450.000,00	PAG SOLICITADO EM JUN-08	ENTREGAR A JICELIA EM SSA R$ 1.512.000,00 REFERENTE AOS US$ 900 MIL A TX 1,68
56					08.36	US$	215.476,00	16/06/08	CARIOCAR	R$	362.000,00	PAG SOLICITADO EM JUN-08	ENTREGAR A JICELIA EM SSA R$ 1.512.000,00 REFERENTE AOS US$ 900 MIL A TX 1,68
57	07/07/08	4.503.000,00	Enviado do PKT - tx 1,67 = R$ 7.520.000,00	ACRÉSCIMO		US$		07/07/08					
58					08.42	US$	59.880,24	11/07/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
59					08.42	US$	119.760,48	11/07/08	SEVENMP	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
60					08.42	US$	59.880,24	11/07/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
61					08.42	US$	89.820,35	14/07/08	NOBR	R$	150.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
62					08.42	US$	59.880,24	16/07/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
63					08.42	US$	59.880,24	24/07/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
64					08.42	US$	59.880,24	25/07/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
65					08.42	US$	89.820,36	29/07/08	CARIOCAR	R$	150.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	PAGAR R$ 150.000,A SRA. RENATA DANTONA-PRAIA DE BOTAFOGO,300-EDF.CAEMI,11 ANDAR-RAMAL3293
66					08.42	US$	83.833,00	15/08/08	CXSSAR	R$	140.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
67					08.42	US$	29.940,00	20/08/08	NOBR	R$	50.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
68	01/09/08	420.000,00	Valor foi enviado para ser renviado para Goldem Valley	ACRÉSCIMO		US$		01/09/08					
69					08.42	US$	119.760,48	04/09/08	CXSSAR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
70					08.62	US$	4.908,33	09/09/08	GIGOLINO	US$	4.908,33	PAG. SOLIC. KISA - SILVERWINDS	PAGTO PSM - COLSING OPERAÇÃO HELICOPTERO
71					08.63	US$	1.125,00	09/09/08	GIGOLINO	US$	1.125,00	PAG. SOLIC. EAO - GOLDEN VALLEY	PAGTO PSM - MANUTENÇÃO ESTRUTURA GOLDEN VALLEY
72					08.66	US$	420.000,00	10/09/08	SNEC2	US$	420.000,00	PAG SOLIC. EAO - GOLDEM VALLEY	VALOR ENVIADO PARA GOLDEM VALLEY PARA PAGAR DESPESAS E RECEBIDO NO PKT
73					08.42	US$	59.880,24	16/09/08	NOBR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
74					08.42	US$	23.952,10	25/09/08	CXSSAR	R$	40.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
75					08.42	US$	1.120.000,00	07/10/08	GIGOLINO	US$	1.120.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	(PAGT. A HELICOPTERO) R$1.870.400,00
76					08.42	US$	179.641,00	12/11/08	BAMBIR	R$	300.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGAR NA PRAIA DE BOTAFOGO,300-EDF.CAEMI,11. ANDAR-D.RANATA D'ANTONA - 300MIL
77					08.42	US$	299.401,20	01/12/08	CXSSAR	R$	499.999,96	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 500.000,00
78					08.42	US$	89.820,36	01/12/08	CXSSAR	R$	150.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 150.000,00
79					08.42	US$	221.557,00	12/12/08	CARIOQUINH	R$	370.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGAR 370MIL NA PRAIA DE BOTAFOGO,300-EDF.CAEMI,11.ANDAR A D. RENATA D'ANTONNA RAMAL 3293
80					08.42	US$	179.641,00	15/12/08	CXSSAR	R$	300.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
81					08.42	US$	119.761,00	16/12/08	CXSSAR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
82					08.42	US$	119.761,00	19/01/09	CXSSAR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
83					08.42	US$	29.940,00	21/01/09	CXSSAR	R$	50.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
84					08.42	US$	119.762,00	29/01/09	CXSSAR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
85					08.42	US$	119.761,00	16/02/09	CXSSAR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
86					08.42	US$	77.844,32	18/02/09	CXSSAR	R$	130.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
87					08.42	US$	119.761,00	11/03/09	CXSSAR	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
88					08.42	US$	59.880,23	16/03/09	CXSSAR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
89					08.42	US$	59.880,23	17/03/09	CXSSAR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
90					08.42	US$	119.760,49	01/04/09	CARIOQUINH	R$	200.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGAR R$ 200MIL, PRAIA DE BOTAFOGO,300-EDF. CAEMI,11. ANDAR A SRA. RENATA D'ANTONNA - RAMAL 3293
91					08.42	US$	89.820,36	02/04/09	CARIOQUINH	R$	150.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGAR R$ 150.000,00 A D. RENATA D'ANTONA
92					08.42	US$	59.880,24	15/04/09	SEVENMP	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGUE A JICELIA R$ 100.000,00
93					08.42	US$	89.820,35	17/04/09	BAMBIR	R$	150.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGAR R$ 150 MIL,NA AV.NAÇÕES UNIDAS,8501-EDF.ELDORADO, 32 ANDAR A SRA. CECILIA IDA
94					08.42	US$	89.820,36	07/05/09	CXSSAR	R$	150.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	CONVERTIDO PARA R$ A TX DE 1,67 E ENTREGAR EM SSA A JICELIA R$ 7.520.000,00
95					08.42	US$	59.880,24	13/05/09	CXSSAR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 100.000,00

	DATA NO RELATÓRIO FDD0183	VALOR NOVO ACRÉSCIMO FDD0183	OBSERVAÇÕES DO RELATÓRIO FDD0183	STATUS NO RELATÓRIO FDD0183	NUMERO REQUISIÇÃO	$	VALOR NA MOEDA DA REQUISIÇÃO	DATA MOVIMENTO BANCÁRIO	CONTA MOVIMENTADA	MOEDA MOVIMENTO	VALOR NA MOEDA MOVIMENTO	DESCRIÇÃO NA REQUISIÇÃO	OBSERVAÇÕES NA MOVIMENTAÇÃO (banco de dados)
96					08.42	US$	59.880,23	14/05/09	CXSSAR	R$	99.999,98	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGUE A JICÉLIA R$100.000,00 EM SSA
97	19/05/09	1.200.000,00	ENVIADO DO PKT	ACRÉSCIMO		US$		19/05/09					
98					08.42	US$	101.558,18	20/05/09	CXSSAR	R$	169.600,00	PAG SOLICITADO EM JUL/08	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 169.600,00
99					09.39	US$	380.952,39	01/06/09	PAULISTINH	R$	800.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	PAGAR R$ 800.MIL E ENTREGAR A SRA. CECILIA IDA, AV.NAÇÕES UNIDAS,8501-EDF.ELDORADO,32.ANDAR - R/8160
100					09.39	US$	75.238,10	02/06/09	CARIOQUINH	R$	158.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	DEPOSITAR NO BCO. ITAÚ (2CONTAS #) - R$ 158.000,00
101					09.39	US$	23.809,52	05/06/09	CARIOQUINH	R$	50.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	FAZER DEPÓSITO DE R$50MIL NO BCO ITAÚ -AG. 3214 C/C NR. 05.674-3 P/A CHROMO CONSTRUÇÃO LTDA (DIF.)
102					09.39	US$	7.143,00	05/06/09	BAMBIR	R$	15.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	PAGAR R$ 15.MIL E ENTREGAR A SRA. CECILIA IDA, AV.NAÇÕES UNIDAS,8501-EDF.ELDORADO,32.ANDAR - R/8160
103					09.39	US$	380.952,39	16/06/09	BAMBIR	R$	800.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	PAGAR R$ 800.000,00 A CECILIA IDA NA AV.NAÇÕES UNIDAS,8501-EDF.ELDORADO,32.ANDAR, RAMAL 8160
104					09.39	US$	190.476,20	28/07/09	CXSSAR	R$	400.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	ENTREGUE A JICELIA R$400.000 A TAXA DE 2,10
105					09.39	US$	93.809,52	31/07/09	CXSSAR	R$	197.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	ENTREGANDO A JICELIA R$ 197.000,00 EM SSA
106					09.39	US$	47.618,88	05/08/09	CXSSAR	R$	100.000,00	PAG SOLICITADO MAIO/09	ENTREGAR A JICELIA R$100.000,00
107	25/08/09	545.000,00	Enviado do PKT para W equivalendo a R$ 1.035.500,00	ACRÉSCIMO		US$		25/08/09					
108					09.85	US$	32.105,26	01/09/09	PAULISTINH	R$	61.000,00	PAGTS SOLICITADOS	ENTREGAR R$61.000,00 A CECILIA IDA NA AV.NAÇÕES UNIDAS,8501-EDF.ELDORADO,32.ANDAR,RAMAL 8160
109					09.85	US$	127.368,43	01/09/09	PAULISTINH	R$	242.000,00	PAGTS SOLICITADOS	FAZER VARIOS DEPÓSITOS, CONF. RELAÇÃO EM ANEXO DOS BANCOS
110					09.85	US$	52.631,58	16/09/09	CXSSAR	R$	100.000,00	PAGTS SOLICITADOS	EQUIVALE A R$ 1.035.500,00 PARA FAZER DIVERSOS PAGAMENTOS A SER SOLICITADO - TX 0- 1,90
111					09.85	US$	52.631,58	23/09/09	CXSSAR	R$	100.000,00	PAGTS SOLICITADOS	
112					09.85	US$	280.263,15	29/09/09	CXSSAR	R$	532.500,00	PAGTS SOLICITADOS	ENTREGUE A JICELIA R$ 532.500, SALDO
113	23/11/09	200.000,00	Novo aporte	ACRÉSCIMO		US$		23/11/09					
114					09.126	US$	142.856,67	24/11/09	CXSSAR	R$	250.000,00	PAG SOLICITADO	PAGO R$ 250 MIL EM SSA A JICELIA - UTILZAMOS RECURSOS EMPRESTADOS POR LR
115					09.125	US$	33.480,00	01/12/09	CXDDD	US$	33.480,00	PAG SOLICITADO KIEPPE URGENTE	PAGAMENTO SOLICITADO POR UCL PARA PEÇA HELICOPTERO APROVADA POR RLS
116					09.132	US$	114.286,00	10/12/09	CXSSAR	R$	200.000,00	PAGTO SOLICITADO	ENTREGUE R$ 200.000,00 A JICELIA A TAXA DE 1,75
117	10/12/09	150.000,00	Novo aporte para atender solicitação de R$ 200 mil	ACRÉSCIMO		US$		10/12/09					
118					09.136	US$	63.774,00	18/12/09	CXSSAR	R$	112.250,00	PAGTO SOLICITADO (SALDO)	ENTREGAR A MARCIA R$ 112.250,00 REFERENTE AO SALDO NESTA DATA
119	26/02/10	650.000,00	Enviado para PKT US$ 650 mil e convertido para R$ por 1,90	ACRÉSCIMO		US$		26/02/10					
120					10.8	US$	157.895,00	02/03/10	CXSSAR	R$	300.000,00	PAGAMENTO SOLICITADO MARÇO/10	ENTREGANDO A JICÉLIA
121					10.8	US$	94.737,00	05/03/10	SEVENMP	R$	180.000,00	PAGAMENTO SOLICITADO MARÇO/10	PAGO R$ 180.000,00
122					10.8	US$	157.895,00	11/03/10	CXSSAR	R$	300.000,00	PAGAMENTO SOLICITADO MARÇO/10	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 300.000,00
123					10.8	US$	82.360,53	24/03/10	CXSSAR	R$	156.485,01	PAGAMENTO SOLICITADO MARÇO/10	
124					10.8	US$	95.223,68	26/03/10	CXSSAR	R$	180.925,00	PAGAMENTO SOLICITADO MARÇO/10	
125					10.49	US$	150.000,00	29/03/10	CXDDD	US$	150.000,00	VALOR ENVIADO PARA GOLDEM VALE	REALIZADA POR FM (KINGSTALL-BANIF)
126					10.8	US$	61.888,79	08/04/10	CXSSAR	R$	117.590,00	PAGAMENTO SOLICITADO MARÇO/10	
127	22/04/10	150.000,00	Valor enviado para pagar remessa feita para Goldem	ACRÉSCIMO		US$		22/04/10					
128	28/04/10	190.000,00	Recebido via C.Castro	ACRÉSCIMO		US$		28/04/10					
129					10.23	US$	150.000,00	05/05/10	CXSSAR	R$	274.500,00	VALOR SOLICITADO PARTE DO 190	ENTREGUE A JICELIA R$ 274.500,00 (TAXA 1,83)
130					10.27	US$	40.000,00	14/05/10	CXSSAR	R$	72.400,00	VALOR SOLICITADO SALDO DOS 190	ENTREGAR A JICELIA R$
131	13/08/10	250.000,00	Enviado do PKT e convertido para R$ 475.000,00	ACRÉSCIMO		US$		13/08/10					
132	17/09/10	500.000,00	Enviado do PKT para atender solicitações de RCalil	ACRÉSCIMO		US$		17/09/10					
133					10.50	US$	111.600,00	21/10/10	SEVENMP	R$	212.000,00	VALOR SOLICITADO PARA AGO-KIEPPE	ENTREGUE R$ 212.000 A DILMA NA KIEPP (SEC. DR. KALIL)
134					10.72	US$	164.684,00	10/11/10	SEVENMP	R$	312.900,00	VALOR SOLICITADO PARA CALIL	VALOR SOLICITADO PARA ATENDER SOLICITAÇÃO PARA CALIL E ENTREGUE R$ 312.900,00
135	12/11/10	600.000,00	Enviado do PKT para atender solocitações de Jicélia	ACRÉSCIMO		US$		12/11/10					
136					10.73	US$	121.053,00	18/11/10	CXSSAR	R$	230.000,00	VALOR SOLICITADO PARA JICELIA	ENTREGUE A JÍCELIA EM R$ 230.000,00
137					10.74	US$	30.000,00	23/11/10	PAULISTINH	R$	57.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICELIA	ENTREGAR A SRA. CECILIA IDA NO ELDORADO, 32. ANDAR / RAMAL 8160 - R$ 57.000,00
138					10.79	US$	157.895,00	02/12/10	CXSSAR	R$	300.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICELIA	ENTREGAR A PROPRIA NO ESC.EM R$ = R$300 MIL
139					10.81	US$	159.526,00	09/12/10	CXSSAR	R$	303.100,00	VALOR SOLICITADO POR JICELIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$303.100,00.
140	16/12/10	350.000,00	Valor transferido para ter saldo para atender RLS	ACRÉSCIMO		US$		16/12/10					
141					10.84	US$	210.526,00	23/12/10	CXSSAR	R$	400.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A MG R$ 400 MIL
142	27/12/10	300.000,00	Valor transferido para ter saldo para atender RLS	ACRÉSCIMO		US$		27/12/10					
143					10.87	US$	157.895,00	28/12/10	CXSSAR	R$	300.000,00	VALOR SOLICITADO POR MARCIA	ENTREGUE A MARCIA = R$ 300 MIL
144	04/01/11	350.000,00	Valor transferido para ter salldo para atender RLS	ACRÉSCIMO		US$		04/01/11					
145					11.9	US$	55.556,00	13/01/11	CXSSAR	R$	100.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA PARA CALIL	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 100.000
146					11.9	US$	228.666,00	14/01/11	CXSSAR	R$	411.600,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA PARA CALIL	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 411.600,00
147					11.10	US$	118.278,00	08/02/11	CXSSAR	R$	212.900,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA PARA CALIL	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 212.900,00
148					11.10	US$	222.222,00	17/02/11	CXSSAR	R$	400.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA PARA CALIL	ENTREGAR A JICÉLIA R$ 400.000,00 (SALDO FINAL)
149	18/02/11	100.000,00	remessa Golden Valley	ACRÉSCIMO		US$		18/02/11					
150	21/02/11	300.000,00	Remessa PKT	ACRÉSCIMO		US$		21/02/11					
151	28/02/11	300.000,00	Remessa PKT	ACRÉSCIMO		US$		28/02/11					
152					11.16	US$	360.620,00	23/03/11	CXSSAR	R$	600.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 600 MIL EM SSA
153					11.17	US$	183.000,00	01/04/11	CXSSAR	R$	300.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 300 MIL EM SSA
154					11.19	US$	10.000,00	08/04/11	NOBR	R$	17.400,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGAR A MARCIA R$ 17.400 PARA PAGAR RUY
155					11.20	US$	353.987,00	12/04/11	CXSSAR	R$	600.000,00	CONFORME PROGRAMAÇÃO ABRIL	ENTREGAR R$ 1 MM A MARCIA EM SSA (PAGANDO R$ 600MIL DE 1MM)
156					11.20	US$	236.013,00	13/04/11	CXSSAR	R$	400.000,00	CONFORME PROGRAMAÇÃO ABRIL	PAGAR A MARCIA/JICÉLIA O SALDO DE 400MIL DO 1MM
157					11.21	US$	62.500,00	05/05/11	CXSSAR	R$	100.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA PARA RC	ENTREGUE EM SSA R$ 100 MIL A JICÉLIA (TX - 1,60)
158	12/05/11	100.000,00	nova Remessa PKT	ACRÉSCIMO		US$		12/05/11					
159					11.22	US$	700.000,00	18/05/11	CXSSAR	R$	1.120.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA PARA RC	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 1.120.000,00
160	18/05/11	600.000,00	Valor a ser enviado via PKT em 23/05/11	ACRÉSCIMO		US$		18/05/11					
161					11.25	US$	105.979,00	03/06/11	CXSSAR	R$	175.925,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	PAGANDO R$ 175.925,00 (TX - 1,659998679)
162	22/06/11	600.000,00	Valor enviado via PKT	ACRÉSCIMO		US$		22/06/11					
163	01/07/11	500.000,00	Valor enviado via PKT	ACRÉSCIMO		US$		01/07/11					
164					11.30	US$	228.750,00	06/07/11	CXSSAR	R$	366.000,00	VALOR SOLICITADO POR MARCIA PARA CALIL	ENTREGAR A MARCIA R$ 366 MIL EM SSA
165	07/07/11	900.000,00	Valor enviado via PKT	ACRÉSCIMO		US$		07/07/11					
166					11.40	US$	323.000,00	26/07/11	CXSSAR	R$	500.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	VALOR ENTREGUE A JICÉLIA CONVERTIDO PARA = R$ 500 MIL
167					11.43	US$	181.000,00	03/08/11	CXSSAR	R$	300.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 300.000,00
168					11.47	US$	187.500,00	17/08/11	CXSSAR	R$	300.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	VALOR ENTREGUE A PROPRIA (JICELIA) EM SSA EM R$ 300 MIL
169					11.49	US$	31.250,00	22/08/11	TUTAR	R$	50.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A CARVALHO R$50.000,00 POR SOLICITAÇÃO DE JICÉLIA
170					11.50	US$	187.500,00	24/08/11	CXSSAR	R$	300.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 300.000,00
171					11.53	US$	312.500,00	01/09/11	CXSSAR	R$	500.000,00	VL SOLICITADO P/JICÉLIA	ENTREGUE A SRA. JICÉLIA - R$ 500.000 - TX 1,60
172					11.54	US$	218.750,00	09/09/11	CXSSAR	R$	350.000,00	VALOR SOLICITADO PARA JICÉLIA	ENTREGUE A PROPRIA R$ 350 MIL
173	13/09/11	1.400.000,00	(500+600+300)atravez PKT via HS	ACRÉSCIMO		US$		13/09/11					
174					11.59	US$	1.729.750,00	27/09/11	CXSSAR	R$	3.000.000,01	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE R$ 3 MM A PROPRIA (JICELIA) EM SSA E ENVIADO POR ELA PARA RC
175	07/11/11	350.000,00	transferido do PKT	ACRÉSCIMO		US$		07/11/11					
176					11.70	US$	350.000,00	16/11/11	CXSSAR	R$	630.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGAR A JICÉLIA R$ 630 MIL (300 + 350)
177	01/12/11	450.000,00	2 transferencias sendo 200 mil e 250 mil	ACRÉSCIMO		US$		01/12/11					
178					11.76	US$	200.000,00	05/12/11	CXSSAR	R$	352.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGAR A JICÉLIA R$ 352 MIL (TX-1,76)
179					11.81	US$	250.000,00	09/12/11	CXSSAR	R$	450.000,00	VALOR SOLICITADO POR JI	ENTREGUE A JICÉLIA R$ 450 MIL (TAXA 1,80)
180					12.10	US$	305.560,00	12/01/12	CXSSAR	R$	550.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA /FAZENDA	ENTREGAR A JICÉLIA PARA ATENDER EAO - FAZENDA (R$ 550.000,00)
181	12/01/12	550.000,00	Valor foi transferido do PKT Fazenda	ACRÉSCIMO		US$		12/01/12					
182	13/01/12	550.000,00	Valor transferido do PKT para completar saldo para atender RLS/DC	ACRÉSCIMO		US$		13/01/12					
183					12.11	US$	555.560,00	16/01/12	CXSSAR	R$	1.000.000,00	VALOR SOLICITADO POR RLS	VALOR ENTREGUE A JICÉLIA E RLS PARA ATENDER DC (R$1.000.000,00) TX 1,80
184					12.13	US$	238.880,00	23/01/12	CXSSAR	R$	430.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$430.000.
185					12.23	US$	27.778,00	16/03/12	CXSSAR	R$	50.000,00	VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGUE A JICÉLIA R$50.000,00
186	22/03/12	300.000,00	Via PKT	ACRÉSCIMO		US$		22/03/12					
187					12.21	US$	6.306,00					VALOR SOLICITADO POR JICÉLIA	ENTREGAR A CECILIA IDA R$ 11.100,00NO EDF. ELDORADO, 32. ANDAR

A = 22.597.000,00 VALOR CONFORME RELATÓRIO FDD0183 (ANEXO 2)

B = 22.331.084,00 SOMATÓRIO CONFORME RELATÓRIO FDD0200 (ANEXO 1)

A-B = 265.916,00 SALDO PROGRAMA MOVIMENTAÇÕES SOLICITAÇÕES EAO (ANEXO 1)

Embora a Odebrecht não tenha oferecido muitas explicações aos Peritos Criminais Federais sobre os relatórios gerados pelo sistema de operações estruturadas, percebe-se que aquele denominado FDD0200-EXTRATO, como o próprio nome já diz, traz um resumo da movimentação de cada conta ("obra"). O FDD0183 - VALORES DE PROGRAMAS NOVOS/ACRÉSCIMOS, por seu turno, apresenta os valores disponíveis para cada conta ("obra"), sendo que naquele sob o codinome EAO – SOLICITAÇÕES EAO[10] ainda apresentava algumas observações sobre os aportes.

Nesse sentido, verifica-se que justamente nas anotações sobre os aportes que antecederam as requisições dos dias 23/Dez./2010 (aporte de 16/Dez./2010) e 28/Dez./2010 (aporte de 27/Dez./2010), linhas 140 e 142 da planilha antes demonstrada, consta a seguinte observação:

"Valor Transferido para ter saldo para atender RLS"

Visando identificar as iniciais *"RLS"* e não deixar nenhuma margem para suposições, localizamos referidas inicias em mais seis ocasiões na planilha, nas linhas 22, 115, 144, 182 e 183 (duas vezes):

*022 - Pag. solicitado por **RLS** / Jicélia Via Cx DDD;*
*115 - Pag solicitado **Kieppe** Urgente - Pagamento solicitado por UCL para peça helicoptero aprovada por **RLS**;*
*144 - Valor transferido para ter saldo para atender **RLS**;*
*182 - Valor transferido do PKT para completar saldo para atender **RLS**/DC;*
*183 - Valor solicitado por **RLS** - Valor entregue a Jicélia e **RLS** para atender dc (r$1.000.000,00) tx 1,80*

Além disso, na linha 154 localizamos o apontamento *"ENTREGAR A MARCIA R$ 17.400 PARA PAGAR RUY"*. (Grifei).

[10] ANEXO 2

Ainda, na linha 70, localizamos *"PAGTO **PSM** - CLOSING OPERAÇÃO HELICOPTERO"* e, tendo em vista que as iniciais ***"RLS"*** estavam relacionadas a chamada *"operação helicóptero"* na linha 115, assim como as iniciais ***PSM*** repetem na linha 71 com a seguinte expressão: "*PAGTO PSM - MANUTENÇÃO ESTRUTURA GOLDEN VALLEY",* efetuamos uma busca na rede mundial de computadores pelas palavras chaves e combinações: PSM – OFFSHORE – CORPORATE – SERVICES - ODEBRECHT – RUY – RLS, e chegamos a pessoa de RUY LEMOS SAMPAIO, "provável" nome ao qual as iniciais ***"RLS"*** fazem referência.

A proximidade de Ruy Lemos Sampaio com Emílio Alves Odebrecht, assim como sua provável relação com os registros na planilha antes apresentada, elaborada com base em relatórios e registros da contabilidade do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, tem origem em longos anos exercendo o cargo de diretor da Kieppe, empresa controladora da *OdbInv*, que por sua vez detém 100% do capital da Odebrecht S.A. Talvez esta relação empresarial também se explique as referências existentes ao nome "KIEPPE" na planilha apresentada, assim como "KISA", uma provável abreviatura do nome Kieppe S.A..

Portanto, nota-se que os registros da conta MOV-0601-MOVIMENTAÇÕES EAO, cada vez mais se distanciam dos valores atribuídos às obras referenciadas na presente ação penal.

A partir de Junho de 2018, por orientação de Emílio Odebrecht segundo consta no site da Odebrecht[11], Ruy Lemos Sampaio passou a exercer o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Odebrecht S.A..

[11] https://www.odebrecht.com/pt-br/comunicacao/releases/odebrecht-faz-mudanca-ampla-e-passa-a-ter-maioria-de-conselheiros-independentes (consultado em 10/Jul./2018)

Além de Ruy Lemos Sampaio, foi possível inferir, também sem o conhecimento certo, total e absoluto, que *"JICÉLIA"* trata-se de JICÉLIA SAMPAIO ANDRADE SILVA[12], que provavelmente trabalha diretamente com Emilio Alves Odebrecht, e, *"MG"*, trata-se de MÁRCIA GUSMÃO, assim referenciada na linha 48 da planilha, e apenas como "MÁRCIA" em várias outras passagens, o que leva a imaginar ser pessoa que desempenha atividades de confiança próxima a JICÉLIA e EMILIO ALVES ODEBRECHT.

Também, para melhor corroborar que os valores que transitaram nesta rubrica são manuseados por JICÉLIA e/ou MÁRCIA, e não Maria Lúcia Tavares, cuja finalidade específica são as fazendas, holdings e os negócios pessoais de Emílio Alves Odebrecht e, portanto, não existem registros de saídas para as obras do sítio que são referenciadas na presente ação penal, o que não faz nenhum sentido pelas características até aqui demonstradas da movimentação das contas, também identificamos a pessoa de nome Raul Calil, referenciado na planilha como "CALIL", "KALIL", "RCALIL" e "Dr. KALIL".

Trata-se de executivo que consta como secretário em diversas Assembleias de empresas relacionadas as Fazendas da Família Odebrecht, como exemplo a AGE de Fazendas Reunidas Vale do Juliana S.A., em 2008.

Como se não bastasse a profundidade dos exames cujo resultado foi até aqui relatado de forma ampla e comprovada, acrescentamos outros detalhes importantes que corroboram que o valor de R$ 700.000,00, sacado da conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS em duas parcelas de R$ 400.000,00 e R$ 300.000,00, não tiveram como destino o escritório da obra Aquapolo, aos cuidados do colaborador EMYR.

Conforme demonstrado na página 13 do presente relatório, os valores que entraram na conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS em

[12] Consta nos registros públicos da Receita Federal do Brasil como administradora, sócia ou diretora das seguintes empresas: EAO EMPREENDIMENTOS AGROPECUARIOS E OBRAS S/A; EAO COMÉRCIO E SERVIÇOS LTDA; BOA VISTA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS LTDA; KOA PARTICIPAÕES LTDA; LUARTREC PARTICIPAÇÕES LTDA; e EMATE AGRICULTURA E MECANIZAÇÃO LTDA.

quatro parcelas de R$ 380.000,00; R$ 120.000,00; R$ 197.900,00 e R$ 2.100,00, totalizando R$ 700.000,00, atingem um resultado de US$ 412.831,16 na movimentação contábil examinada.

Lembramos que a contabilidade preparada pelo departamento de operações estruturadas a qual os Perito Criminais Federais conseguiram acesso com as ressalvas já apresentadas no início deste trabalho, está elaborada em dólares.

Portanto, mais uma prova de que aqueles valores não se relacionam com as saídas de caixa em nome de MOV-0601 – MOVIMENTAÇÕES EAO, de R$ 400.000,00 e R$ 300.000,00, totalizando coincidentemente R$ 700.000,00, é a contabilidade em dólar elaborada pelo departamento de operações estruturadas apresentar outro resultado, indicando que as taxas cambiais utilizadas não foram as mesmas e, portanto, não há correlação entre os dois lançamentos.

Também, importante observar que nos lançamentos efetuados e demonstrados na planilha seguinte, em forma de balancete resumido desta única operação, trazem como empresa a denominação **"TERCEIROS",** o que é mais uma evidência que não se trata de despesa da Construtora Norberto Odebrecht (CNO), Braskem ou outra relacionada as operações, mas sim, operações com TERCEIROS negócios, como é o caso das Fazendas e das Holdings, já referidas.

Os valores na contabilidade em dólares para as saídas em nome de MOV-0601 – MOVIMENTAÇÕES EAO, apresentam um resultado bruto de US$ 368,421.00.

Portanto, é prova inconteste que não há conexão com os valores de US$ 412,831.16 da página 13 com os US$ 368,421.00 (bruto) a seguir demonstrados:

Ref.:	CONTA CONTÁBIL		Data do Lançamento	Número do Lançamento	VALOR DEBITADO		VALOR CREDITADO	
					R$	US$	R$	US$
	1	ATIVO			707.000,00	372.105,21	2.800.000,00	1.473.684,00
	1.1	CIRCULANTE						
	1.1.1	DISPONIBILIDADE						
	1.1.1.01	CAIXA						
4		CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR	23.12.2010	112967			400.000,00	210.526,00
9		CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR	28.12.2010	113223			300.000,00	157.895,00
	1.1.2	CONTAS A RECEBER						
	1.1.3	OUTRAS CONTAS A RECEBER						
	1.1.3.02	ADIANTAMENTO A PRESTADOR DE SERVIÇO						
	1.1.3.05	CONTAS A RECEBER REFERENTE A COMISSÃO						
11		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	31.12.2010	278071	4.000,00	2.105,26		
12		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	31.12.2010	278083	3.000,00	1.578,95		
	1.1.3.06	CUSTO APROPRIADO						
2		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	22.12.2010	112327	400.000,00	210.526,00		
3		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	23.12.2010	112334			400.000,00	210.526,00
7		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	112993	300.000,00	157.895,00		
8		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	113032			300.000,00	157.895,00
	1.3	CONSTAS DE COMPENSAÇÃO			0,00	0,00	1.400.000,00	736.842,00
	1.3.1	PROGRAMAS						
	1.3.1.01	APROVAÇÃO DE PROGRAMAS						
	1.3.1.01.01	SALDO DO PROGRAMA						
	1.3.1.01.01.01	VALOR DA NEGOCIAÇÃO						
	1.3.1.01.01.02	REQUISIÇÕES LIBERADAS						
1		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	22.12.2010	112326			400.000,00	210.526,00
6		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	112992			300.000,00	157.895,00
	1.3.1.02	CONTA CORRENTE GERAÇÃO PRÓPRIA						
5		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	23.12.2010	112970			400.000,00	210.526,00
		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.10.2010	113226			300.000,00	157.895,00
	2	PASSIVO (e patrimonio líquido)			2.800.000,00	1.473.684,00	707.000,00	372.105,21
	2.1	CIRCULANTE						
	2.1.1	FINANCIAMENTOS						
	2.1.1.01	OUTROS FINANCIAMENTOS						
	2.1.2	FORNECEDORES						
	2.1.2.04	REQUISIÇÕES A LIBERAR						
2		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	22.12.2010	112328			400.000,00	210.526,00
4		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	23.12.2010	112968	400.000,00	210.526,00		
7		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	112994			300.000,00	157.895,00
9		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	113224	300.000,00	157.895,00		
	2.3	CONTAS DE COMPENSAÇÃO			1.400.000,00	736.842,00	0,00	0,00
	2.3.1	PROGRAMAS						
	2.3.1.01	PROGRAMAS APROVADOS						
	2.3.1.01.01	SALDO DO PROGRAMA						
1		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	22.12.2010	112325	400.000,00	210.526,00		
6		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	112991	300.000,00	157.895,00		
	2.3.2	OBRIGAÇÕES COM GERAÇÃO PRÓPRIA						
	2.3.2.01	OBRIGAÇÕES COM GERAÇÃO PRÓPRIA						
5		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	23.12.2010	112969	400.000,00	210.526,00		
10		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	113225	300.000,00	157.895,00		
	2.4	PATRIMONIO LIQUIDO			700.000,00	368.421,00	7.000,00	3.684,21
	2.4.1	PATRIMONIO						
	2.4.1.01	RESULTADO ACUMULADO						
	2.4.1.02	RESULTADO DO EXERCÍCIO			700.000,00	368.421,00	7.000,00	3.684,21
	3	RECEITAS			0,00	0,00	7.000,00	3.684,21
	3.1	RECEITAS						
	3.1.1	RECEITAS DE GERAÇÃO						
	3.1.1.01	NO CANTEIRO						
	3.1.1.02	FORA DO CANTEIRO						
	3.1.1.03	ENCARGOS COM GERAÇÃO						
	3.1.2	RECEITAS FINANCEIRAS						
	3.1.2.01	RECEITAS DE APLICAÇÕES FINANCEIRAS						
	3.1.2.04	RECEITAS DE COMISSÃO						
11		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	31.12.2010				4.000,00	2.105,26
12		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	31.12.2010				3.000,00	1.578,95
	4.	CUSTOS E DESPESAS			700.000,00	368.421,00	0,00	0,00
	4.1.	CUSTOS E DESPESAS OPERAÇÃO						
	4.1.1.	CUSTO COM REMESSA						
	4.1.1.01	PARA OS CANTEIROS						
3		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	23.12.2010	112333	400.000,00	210.526,00		
8		Obra:MOV-0601-EAO - Responsável: HST - Empresa: TERCEIROS	28.12.2010	113031	300.000,00	157.895,00		

6. DIVERGÊNCIA EM RELAÇÃO AO LAUDO DE PERÍCIA FEDERAL CRIMINAL Nº 808/2018, ELABORADO PELO SETOR TÉCNICO-CIENTÍFICO DA SUPERINTENDÊNCIA REGIONAL DE POLÍCIA FEDERAL NO PARANÁ – SETEC/SR/PF/PR – CAIXA ÚNICO

O Laudo de Perícia Criminal Federal nº 808/2018, traz na seção III.2, subseções III.2.1 a III.2.3, opiniões e exemplos que não podem ser aplicáveis ao caso de ilícitos da Odebrecht e, consequentemente, a presente ação penal e muitas outras relacionadas ao departamento de operações estruturadas que funcionava no Grupo Odebrecht.

A premissa básica que sustentará minhas exposições sobre esse tema, é o fato de estarmos analisando operações pretéritas cujo *modus operandi* foi absolutamente registrado em contabilidade paralela que é integralmente acessível no presente. Ou seja, toda a engenharia financeira utilizada pelo departamento de operações estruturadas da Odebrecht, desde a geração dos recursos até sua efetiva distribuição, foi revelada e fez com que os mecanismos que objetivaram distanciar o dinheiro de sua gênese ficassem completamente iluminados, passíveis de análise e conclusão, embora com as ressalvas já realizadas sobre as cópias do sistema.

Concentro-me mais especificamente ao que está sendo denominado na subseção III.2.2 como *"Caixa Único"*, figura que deve ser desmistificada.

Citam os Peritos Criminais Federais na página 11 do Laudo nº 808/2018 que, *"A utilização de um CAIXA ÚNICO explica as razões de não ser possível, em regra, vincular determinado pagamento ilícito à origem primária do recurso (obra executada pela Odebrecht). Como já mencionado, quanto mais o recurso se afasta da sua gênese, maior é a dificuldade de identificá-la. (...) Na prática, o modus operandi do SG[13] e do SOE[14] é intencionalmente preparado para esconder a origem e dificultar, ou mesmo inviabilizar, o rastreamento dos montantes distribuídos. Além disso, a fungibilidade do*

[13] SG – Setor de Geração segundo dos Peritos Criminais Federais.
[14] SOE – Setor de Operações Estruturadas, segundo os Peritos Criminais Federais

dinheiro ***dificulta*** *(ou impossibilita)* ***a vinculação do recurso a sua origem****."* (Grifei).

Antes de prosseguir com a transcrição de outros trechos importantes do Laudo nº 808/2018, julgo pertinente resgatar o que os mesmos Peritos Criminais Federais ressaltaram nas páginas 126 e 127 do Laudo de Perícia Criminal Federal nº 0335/2018, de 22 de Fevereiro próximo passado, em relação ao funcionamento contábil do sistema paralelo da Odebrecht *(MyWebDay B)*:

"(...) A sofisticação e nível de detalhamento que constam dos relatórios revelaram ***uma gestão profissional e minuciosa dos desembolsos efetuados*** *pelo chamado SETOR DE OPERAÇÕES ESTRUTURADAS da Odebrecht.*

Foram identificados relatórios em pelo menos três moedas: reais, dólares norte americanos e euros. Regra geral, cada pagamento possuía, ***no mínimo****, as seguintes informações: local, executivo responsável pelo pagamento, conta bancária a ser sensibilizada (identificada com um apelido – não confundir com o codinome), data, codinome (do beneficiário), senha (para pagamentos em espécie),* ***espécie de centro de custos (chamado de "obra"), que poderia ser uma obra de engenharia, um centro de custo geral, um evento, um departamento, etc.****".* (Grifei).

Basta conjugar a essência das asserções existentes nos parágrafos antes transcritos dos Laudos dos Peritos Criminais Federais, com maior atenção ao que grifei, para concluir sem qualquer resquício de dúvida que o nível de detalhamento agora revelado, conhecido e existente nos registros da contabilidade paralela do Grupo Odebrecht eliminam qualquer possibilidade de não serem identificadas as aplicações do numerário movimentado naquele departamento. Esses recursos eram alocados e bem definidos através de centros de custos por obra, com vinculação aos registros dessas obras na contabilidade oficial da empresa através de uso dos mesmos códigos de obra (tanto na contabilidade oficial, como na paralela).

Nessa esteira acompanham os Peritos Criminais Federais quando destacam na página 11, do Laudo nº 808/2018, que: *"A distribuição de recursos era operacionalizada pelo SOE. Em termos gerais, quando um pagamento era efetuado pelo referido setor, **este dispêndio era gerencialmente alocado a um centro de custo, que poderia ser uma obra no Brasil ou no exterior, um departamento, um evento ou um centro de custo genérico."***

No entanto, depois de todas essas considerações, não se pode admitir a contradição existente no próprio Laudo nº 808/2018, mesma página 11, onde foi destacado que, *"Por outro lado, não há como vincular esse mesmo pagamento à origem primária do dinheiro, já que é utilizado o conceito de CAIXA ÚNICO"...* e continua:

"Por fim, pelo fato de o dinheiro ser bem fungível por natureza, não há como efetuar uma vinculação direta entre a obra realizada pelo Grupo Empresarial Odebrecht (onde o dinheiro foi gerado) e a respectiva distribuição de recursos ilícitos. Em última análise, a origem primária dos pagamentos efetuados pelo SOE seriam todas as obras que, por meio de contratos fictícios ou superfaturados, tiveram seus recursos desviados para formar o CAIXA ÚNICO".

Lamento que um Laudo elaborado por técnicos de tão elevada qualidade e dedicação, os quais me receberam gentilmente durante mais de 15 dias nas dependências da Polícia Federal em Curitiba, tenha seu conteúdo parcialmente ofuscado pelas colocações que entendo indevidas referentes a sistemática de CAIXA ÚNICO, deixando de levar em consideração os registros por centros de custos bem definidos e contabilizados fielmente em conformidade com o método das partidas dobradas realizados na contabilidade paralela, o que elimina qualquer possibilidade de erro em relação a identificação da origem e aplicação do dinheiro.

No entanto, tenho esperança que as considerações técnicas que farei adiante amplamente fundamentadas e exemplificadas, eliminarão qualquer dúvida em relação a possibilidade de identificação da origem e

aplicação do dinheiro *"sujo"* usado pelo Grupo Odebrecht, agora que já conhecida toda a sistemática utilizada.

Para maior clareza e entendimento, dividirei por tópicos todas as argumentações e exemplos que serão apresentados:

a) CAIXA DOIS

O "Caixa Dois" da Odebrecht não é mecanismo recente e não foi instituído para a distribuição de numerário entre políticos e seus respectivos partidos, mas sim para o pagamento das mais diversas ordens.

Tudo isso confirmado pelo próprio Marcelo Odebrecht em depoimento prestado na data de 01/Mar./2017, sob a obrigação de dizer a verdade, ao Exmo. Sr. Ministro HERMAN BENJAMIN, naquela ocasião Corregedor-Geral da Justiça Eleitoral, quando, inclusive, acrescentou que foram pagos com dinheiro do "Caixa Dois" da Odebrecht, até mesmo resgates de trabalhadores em países em guerra onde a Odebrecht atuava, como por exemplo o Iraque, Angola e Colômbia.

Importante para entendimento, conhecer as explicações de Marcelo Odebrecht quando perguntado pelo Juiz Federal Auxiliar da Corregedoria, Dr. Bruno César Lorencini, em que consistia exatamente o departamento de operações estruturadas:

"Olha, tem uma má interpretação nisso aí. O setor. ... na verdade, não existia o setor de operações estruturadas para pagamento de propina. Na verdade, o que aconteceu foi o seguinte: toda empresa, ela necessita ... acho difícil ter uma empresa no Brasil que não faz pagamento não contabilizado - e isso não se refere necessariamente a propina, ou até mesmo Caixa Dois de campanha.

No nosso caso, por exemplo, ela vem de trinta anos (...), quer dizer. Resgate, gente atuava muito em País de guerra, por exemplo. A gente pagou resgate no Iraque, a gente pagou resgate em Angola, pagou resgate em

Colômbia. A gente teve ... a gente chegou a ter mais de cem pessoas nossas sequestradas na Colômbia.

Você tinha, muitas vezes, que fazer pagamentos em ... é ... para milícias em países que você tem guerrilha. Ou subcontratados nessas localidades, que precisavam de pagamento em dinheiro.

Você paga, às vezes, bônus para executivos ... o que a gente chama por fora. Então, na verdade, o quê que aconteceu? Toda empresa tem uma necessidade de gerar Caixa Dois. Então, existia, no nosso caso, o quê que aconteceu? Na Década de 90 era muito comum - e eu acho que a maior parte das empresas ainda faz hoje - pagar com notas frias - fazer uma geração de notas frias.

Aí, teve aquele problema na Década de 90 - eu nem estava na empresa ainda - e a gente partiu para uma linha de não mais gerar nota fria. Por exemplo, o pessoal fazia muito pagamento através de contratos fictícios. Então, a gente optou por, nessa época, para ter uma ... uma maior ... um maior controle, um maior compliance, a gente passou para, naquela época, fazer o seguinte: - Não. Vamos separar o que é geração de recursos não contabilizados, do pagamento.

Então, isso foi mais ou menos na época de no ... foi 90, 92, e nós criamos um processo onde, por planejamento fiscal, a maior parte feito fora do Brasil, em países que você podia fazer esse tipo de planejamento, porque não era crime, nós fazíamos a geração de recursos. Esses recursos eram colocados, então, em empresas de terceiros. E alguns empresários da organização podiam se utilizar desses recursos para fazer pagamentos não contabilizados, incluindo Caixa Dois de campanha, e tudo. E alguns deles se usavam disso - acabavam se usando disso - para fazer propina.

Mas esse setor, ele foi estruturado há mais de vinte anos, ele não era para pagamento de propina, acabou se pagando propina, como nós vimos, até depois, nas colaborações, através dele. Mas ele nunca foi exclusivo para pagamento de propina. Aliás, ele nem nasceu por conta disso - nem poderia."

Como se vê, o "Caixa Dois" da Odebrecht existe há décadas e diferencia-se daquela sistemática usualmente conhecida no Brasil nesse tipo de operação realizada à margem da legislação, exatamente pelo nível de controle e sofisticação que foi implantado no departamento de operações estruturadas.

O que está sendo chamado de CAIXA ÚNICO, nada mais é do que o "estoque de dinheiro" que a Odebrecht dispunha para pagamentos ilícitos, cuja destinação principalmente quando tratava-se de obras públicas, está de forma detalhada alocada nos contratos que deram origem aquela negociação, e ainda, identifica através de codinomes a pessoa que negociou o pagamento a maior e recebeu posteriormente a vantagem indevida.

Portanto, o caminho do dinheiro nesses casos é perfeitamente identificado. Não se pode é querer metaforicamente alegar a impossibilidade de seguir o dinheiro, que é um bem fungível e, portanto, se mistura no caixa. Não é crível querer contaminar "tudo" com o dinheiro de "todos", quando a segregação contábil (paralela) é perfeitamente possível.

Para que fiquem absolutamente claras as transcrições e explicações efetuadas, detalharei na sequência um exemplo de como era feito o registro das negociações e pagamentos dos valores ilícitos negociados nas obras realizadas pela Odebrecht, seja em contratações com a Petrobrás ou outras empresas clientes.

Vejamos:

Passo 1: O executivo da Odebrecht tem uma obra a contratar pelo valor de R$ 10.000.000,00. No entanto, um agente público que tem influência em referido contrato, solicita um pagamento não contabilizado de R$ 1.000.000,00 para viabilizar o contrato.

Passo 2: Após negociações entre o executivo da Odebrecht e o agente público, o valor de referido contrato é negociado em R$ 11.000.000,00, estando superfaturada a parcela a pagar ao agente público.

Passo 3: Fechado o contrato, são abertas as respectivas contas contábeis para os registros, controles e apuração de resultados da obra em questão, tanto na contabilidade paralela como na oficial.

Digamos que essa é uma obra contratada junto a Petrobrás, referente a melhorias em seu edifício sede, que terá como centro de custos a nomenclatura UO 010200 – Edifício Sede Petrobrás. Reforço que tal nomenclatura, conforme analisei os registros do departamento de operações estruturadas e o SPED[15] Contábil da Odebrecht (no caso Aquapolo), é a mesma nos dois controles (paralelo e oficial).

Na contabilidade paralela é constituído o que chamavam de "programa", identificando a obrigação de pagar na obra UO 010200 – Edifício Sede Petrobrás, o valor não contabilizado de R$ 1.000.000,00 para o agente que negociou o sobre preço, ao qual era atribuído um codinome.

Nesse momento, a contabilidade paralela estava reconhecendo uma obrigação (dever de destinação) de um valor originado em contrato registrado na contabilidade oficial da empresa.

Passo 4: Quando a Petrobrás efetua o pagamento do valor do contrato, neste exemplo em parcela única de R$ 11.000.000,00, o valor devido ao agente que negociou o sobre preço é providenciado, e registrado na contabilidade paralela da seguinte forma:

Débito de Custos e Despesas
(conta de resultado, grupo 4):
Conta: Obra UO 010200 – Edifício Sede Petrobrás

Crédito de Caixa (Numerário sob controle de terceiros)
(conta de ativo circulante, grupo 1):

[15] SPED – Sistema Público de Escrituração Digital

Conta: CXSSAR (apenas como exemplo, pois existem várias contas de caixa com saldos disponíveis de Caixa Dois)

Valor: R$ 1.000.000,00
Codinome: "Fulano do Edifício"

Supondo que a contabilidade oficial da Odebrecht apresentou um resultado positivo em referida obra de R$ 3.500.000,00 (Receitas menos custos e despesas), na consolidação das duas contabilidades (oficial e paralela), referido resultado ficará em R$ 2.500.000,00. Ou seja, os valores pagos "por fora" são perfeitamente identificados e alocados na obra respectiva, sendo impossível alegar não conhecer-se a ORIGEM (superfaturamento no contrato oficial) e a APLICAÇÃO (pagamento via Caixa Dois) dos valores negociados em cada obra com agentes públicos.

Ressalta-se ainda que, no exemplo acima e considerando o raciocínio de caixa único, sequer o dinheiro recebido da Petrobrás e registrado na contabilidade oficial da Odebrecht misturou-se com os pagamentos ilícitos.

O exemplo está simplificado, no entanto, a sistemática foi amplamente demonstrada e corroborada com a reprodução de relatórios no presente Parecer Técnico Pericial Divergente, quando explicados em detalhes os registros dos valores negociados e pagos no exercício de 2010, referentes a obra Aquapolo.

Evidente que supõe-se que os Líderes Empresariais tinham como limite os lucros previstos nas obras para negociar os valores de pagamentos por fora, pois nunca a Odebrecht sobreviveria usando para tanto dinheiro próprio, de capital lícito dela. O que é mais uma prova do sofisticado e necessário controle em relação aos valores gerados e aplicados em cada contrato.

O que chama a atenção é o fato de não terem sido disponibilizados aos Peritos Criminais Federais pela Odebrecht, os controles e

relatórios identificando a apuração consolidada do resultado das obras e, consequentemente, os valores apurados e pagos a título de bônus das obras e dos executivos, pois conforme noticiado[16] esses bônus e mais todos os salários que os delatores receberam durante os anos em que cometeram crimes, seriam a base do cálculo da multa que cada um deles deverá pagar para acertar as contas com a justiça.

b) GERAÇÃO DO CAIXA 2 DA ODEBRECHT

Conforme fica claro no exemplo antes destacado, os valores recebidos no caixa oficial da Odebrecht não se misturavam com aqueles pagos ilicitamente, embora existia um forte controle da correlação existente entre os mesmos (alocação da ORIGEM e DESTINO).

Esse fato se explica por ser a geração de "Caixa Dois" da Odebrecht efetuada 99,9% no exterior[17], através de obras superfaturadas pelas suas sucursais espalhadas em diversos países, tais como Angola, Argentina, Colômbia, Equador, Moçambique, Panamá, Paraguai, Peru, Republica Dominicana, Uruguai e Venezuela[18].

Nesse sentido, destaco ainda que, caso não houvesse a devida alocação dos valores pagos ilicitamente nos centros de custos abertos para cada obra no departamento de operações estruturadas da Odebrecht, seria fácil e perfeitamente possível rastrear o 0,1% do caixa oficial.

Como se vê, é possível identificar 100% das origens e aplicações "pagas por fora" **em cada obra individualmente**, o que desmistifica a forma com que vem sendo tratada a sistemática de caixa único, até mesmo em benefício das investigações e adequadas punições aplicadas.

---

[16] https://g1.globo.com/politica/operacao-lava-jato/noticia/executivos-da-odebrecht-superfaturavam-obras-para-ganhar-bonus-da-empresa.ghtml

[17] Conforme o chefe do departamento de operações estruturadas da Odebrecht, Hilberto Silva, do "Tesoureiro" do departamento Fernando Migliaccio e do Diretor da Odebrecht Benedicto Júnior, em depoimento ao Ministro Herman Benjamin na Ação de Investigação Judicial Eleitoral nº 1943-58.

[18] Conforme Laudo de Perícia Criminal Federal nº 808/2018, página 9.

c) EXEMPLOS CONTIDOS NO LAUDO Nº 808/2018

Os exemplos de geração de recursos trazidos no Laudo Pericial Criminal, na subseção III.3, os quais por coincidência ou não são contratos fictícios com "referências" ao nome Petrobrás, corroboram claramente o explicado nos itens "a" e "b" precedentes.

A explicação é breve e simples, pois se observa que a referência ao nome PETROBRÁS nos contratos fictícios exemplificados no Laudo não tem nenhuma relação com movimentação efetiva de recursos advindos da Petrobrás à sucursal do Uruguai (ou nenhuma outra), pois conforme exposto são contratos fictícios que podem conter o nome de qualquer empresa como contratantes e contratadas ou interpostas pessoas.

O que comprova de forma irrefutável a geração de numerário com a mera referência ao nome PETROBRÁS em contratos fictícios, sem ter havido nenhum recebimento efetivo de verba advinda da PETROBRÁS nos casos em tela, é o fato dos contratos fictícios terem sido firmados em Agosto de 2010 e estarem referenciando o contrato "PAC-SMS", que foi firmado com a Construtora Norberto Odebrecht S.A. no Brasil, para pagamento integral no Brasil, somente em Outubro de 2010[19], sendo certo que os pagamentos iniciaram somente em 2011.

Portanto, é impossível que estivesse sendo gerado numerário para Caixa Dois a partir de valores recebidos da Petrobrás.

Para melhor corroborar o fato, analisando-se as Demonstrações Contábeis da Construtora Norberto Odebrecht S.A. dos exercícios de 2010[20] e 2011[21], publicadas no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro nos dias 27/Abr./2011 e 18/Abr./2012, respectivamente, não se observa registro de remessa de numerário para a sucursal do Uruguai.

[19] Anexo 4
[20] Anexo 5
[21] Anexo 6

d) CONTRATOS CITADOS NA DENÚNCIA

Considerando toda a sistemática de controle e registro existente no departamento de operações estruturadas da Odebrecht, onde é perfeitamente possível identificar os valores pagos em cada obra negociada, as datas precisas dos pagamentos, e ainda os codinomes das pessoas que foram as beneficiárias do numerário pago por fora, que em muitos casos já são conhecidas e/ou decifráveis, **analisei com profundidade** a eventual vinculação dos valores relacionados na presente ação penal com os registros de todas as obras da Petrobrás existentes nos controles da Odebrecht que me foram disponibilizados na *"sala cofre"* da sede da Polícia Federal em Curitiba, PR, principalmente daqueles dos contratos citados na Denúncia firmados entre Petrobrás e Odebrecht. **E como resultado dessas análises posso afirmar com segurança que não existe nenhum registro que indique qualquer correlação entre os tais contratos da Petrobrás e os fatos tratados na ação.** Sequer existem registros identificando pagamentos a obras do sítio de Atibaia.

Ainda, afirmo não ter encontrado nenhum registro nos controles do departamento de operações estruturadas da Odebrecht referentes as obras contratadas com a Petrobrás, que indiquem registro de pagamentos destinados ao Ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, mesmo que sob o codinome "AMIGO", como ele seria tratado segundo a versão de Marcelo Odebrecht e outros executivos da empresa.

Ressalto ainda que, assim como eu fiz meus exames e cheguei a tais conclusões, qualquer outro profissional que tenha o mínimo conhecimento do sistema poderá comprovar o mesmo analisando os arquivos que estão segregados e sob custódia dos Peritos Criminais Federais do Setor Técnico-Científico da Superintendência Regional de Polícia Federal no Paraná.

e) CAMINHO DO DINHEIRO NO PRESENTE CASO

Tendo em vista a simplicidade e facilidade de análise dos valores da presente ação penal, que se referem aos R$ 700.000,00 que saíram da conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS, os quais já foram amplamente

demonstrados que nenhuma referência tem com as obras do sítio de Atibaia, e visando eliminar qualquer resquício de dúvida em relação a origem desse valor, mesmo que o destino tenha sido para uso em outros fins de responsabilidade e ordem de Emílio Alves Odebrecht, apurei a origem do dinheiro existente na conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS, desprezando as entradas oriundas da obra Aquapolo, que matematicamente seria o lastro contábil para a saída do dinheiro. Ou seja, sob qualquer condição analisada comprovar-se-á que esse numerário nunca teve origem em verba da Petrobrás.

A conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS apresentava os seguintes registros no período em que ocorreram as movimentações sob análise:

CONTA: CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR - REAL					
Data	Obra	Obs.:	Ingresso	Saque	Saldo
	Saldo anterior				-367.795,53
09.12.2010	MOV-0803-MOVIMENTAÇÕES HS/R$	Saque rerefente a Requisição nº T.10.82 do movimento nº 244176	0,00	20.000,00	-387.795,53
09.12.2010		Transferencia Interna (NOBR X CXSSAR)	500.000,00		112.204,47
16.12.2010	MOV-1007-MOVIMENTAÇÕES CATO	Saque rerefente a Requisição nº T.10.42 do movimento nº 232348		50.000,00	62.204,47
16.12.2010	UO011203 - AQUAPOLO	Ingresso referente a requisição nº do movimento nº 244588	380.000,00		442.204,47
23.12.2010	MOV-0601-MOVIMENTAÇÕES-EAO	Saque rerefente a Requisição nº T.10.84 do movimento nº 244481		400.000,00	42.204,47
23.12.2010	MOV-0603-MOVIMENTAÇÕES HS/R$	Saque rerefente a Requisição nº T.10.83 do movimento nº 244480		9.000,00	33.204,47
23.12.2010	UO011203 - AQUAPOLO	Ingresso referente a requisição nº do movimento nº 244589	120.000,00		153.204,47
27.12.2010	UO011203 - AQUAPOLO	Ingresso referente a requisição nº do movimento nº 244590	197.900,00		351.104,47
28.12.2010	MOV-0601-MOVIMENTAÇÕES-EAO	Saque rerefente a Requisição nº T.10.87 do movimento nº 244541		300.000,00	51.104,47

Desconsiderando-se as entradas oriundas da obra Aquapolo, a movimentação da conta seria a seguinte:

CONTA: CXSSAR - CAIXA LIVRE SALVADOR - REAL					
Data	Obra	Obs.:	Ingresso	Saque	Saldo
	Saldo anterior				-367.795,53
09.12.2010	MOV-0803-MOVIMENTAÇÕES HS/R$	Saque rerefente a Requisição nº T.10.82 do movimento nº 244176	0,00	20.000,00	-387.795,53
09.12.2010		Transferencia Interna (NOBR X CXSSAR)	500.000,00		112.204,47
16.12.2010	MOV-1007-MOVIMENTAÇÕES CATO	Saque rerefente a Requisição nº T.10.42 do movimento nº 232348		50.000,00	62.204,47
23.12.2010	MOV-0601-MOVIMENTAÇÕES-EAO	Saque rerefente a Requisição nº T.10.84 do movimento nº 244481		400.000,00	-337.795,53
28.12.2010	MOV-0601-MOVIMENTAÇÕES-EAO	Saque rerefente a Requisição nº T.10.87 do movimento nº 244541		300.000,00	-637.795,53

Conforme a composição da conta apresentada sem as entradas oriundas da Aquapolo (R$ 380.000,00; R$ 120.000,00; R$ 197.900,00), a conta CXSSAR em 09/Dez./2010, tinha disponibilidade de apenas R$ 112.204,47 para suportar o saque de R$ 700.000,00. Portanto, o departamento de operações estruturadas seria devedor junto ao administrador da conta (doleiro), em R$ 637.795,53 após o saque.

Ainda, tendo em vista que o saque foi parcialmente suportado por R$ 112.204,47, cuja origem foi uma transferência oriunda da conta **"NOBR"**, no montante de R$ 500.000,00, no dia 09/Dez./2010, é importante também demonstrar a composição desses R$ 500.000,00 na conta **"NOBR"**, cujo extrato reproduzo a seguir:

EXTRATOS POR CONTA ***Periodo 01/01/2010 à 31/12/2010*** ***Pagina 220 de 327***

FDD0320 ***Na Moeda: R$*** ***04/05/2018***

Conta: NOBR - NOB - REAL

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
04/08/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	343.470,00	0,00
04/08/2010		Transferencia Interna (Nob x NOBR)	1.200.000,00	0,00	1.200.000,00
06/08/2010	CP/06/10 - EVENTO/BJ/CMF	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.137 DO MOVIMENTO Nº 236807	0,00	500.000,00	700.000,00
13/08/2010	CP/09/10 - EVENTO/FR/FOZ	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.204 DO MOVIMENTO Nº 243728	0,00	50.000,00	650.000,00
13/08/2010	CP/09/10 - EVENTO/FR/FOZ	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.205 DO MOVIMENTO Nº 243729	0,00	50.000,00	600.000,00
13/08/2010	CP/09/10 - EVENTO/FR/FOZ	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.206 DO MOVIMENTO Nº 243730	0,00	50.000,00	550.000,00
13/08/2010	CP/09/10 - EVENTO/FR/FOZ	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.207 DO MOVIMENTO Nº 243731	0,00	30.000,00	520.000,00
13/08/2010	CP/09/10 - EVENTO/FR/FOZ	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.208 DO MOVIMENTO Nº 243732	0,00	20.000,00	500.000,00
13/08/2010	CP/09/10 - EVENTO/FR/FOZ	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.209 DO MOVIMENTO Nº 243733	0,00	100.000,00	400.000,00
19/08/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	1.750.000,00	0,00	2.150.000,00
24/08/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	1.650.000,00

31/08/2010	MOV-0705 - MOVIMENTAÇÕES - HS/RV	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº R.10.23 DO MOVIMENTO Nº 237212	0,00	27.750,00	1.622.250,00
31/08/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	2.088.000,00	0,00	3.710.250,00
01/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	100.000,00	3.610.250,00
02/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	3.110.250,00
02/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	200.000,00	2.910.250,00
03/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	50.000,00	2.860.250,00
10/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	2.360.250,00
10/09/2010	CP/01/10 - EVENTO/BJ/JP	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.216 DO MOVIMENTO Nº 244061	0,00	80.000,00	2.280.250,00
13/09/2010		Transferencia Interna (NOBR X CXSSAR)	0,00	200.000,00	2.080.250,00
13/09/2010	4449 - LUMINA	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº C.10.1731 DO MOVIMENTO Nº 238121	0,00	100.000,00	1.980.250,00
17/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	100.000,00	1.880.250,00
17/09/2010	CP/01/10 - EVENTO/BJ/JP	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.217 DO MOVIMENTO Nº 244060	0,00	70.000,00	1.810.250,00
23/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	200.000,00	1.610.250,00
23/09/2010		Transferencia Interna (Nob x Nobr)	1.190.000,00	0,00	2.800.250,00
24/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXANG)	0,00	262.500,00	2.537.750,00
24/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	240.000,00	2.297.750,00
24/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	50.000,00	2.247.750,00
29/09/2010		Transferencia Interna (Nob x NOBR)	510.000,00	0,00	2.757.750,00
29/09/2010	CP/01/10 - EVENTO/BJ/JP	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº P.10.218 DO MOVIMENTO Nº 244059	0,00	50.000,00	2.707.750,00
30/09/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	2.207.750,00
01/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	200.000,00	2.007.750,00
07/10/2010	MOV-0803 - MOVIMENTAÇÕES - HS / R$	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.65 DO MOVIMENTO Nº 238613	0,00	3.640,00	2.004.110,00
08/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	400.000,00	1.604.110,00
15/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	50.000,00	1.554.110,00
18/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	200.000,00	1.354.110,00
20/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	300.000,00	1.054.110,00
21/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	554.110,00
27/10/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	1.183.000,00	0,00	1.737.110,00
29/10/2010	MOV-0803 - MOVIMENTAÇÕES - HS / R$	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº T.10.67 DO MOVIMENTO Nº 239855	0,00	3.600,00	1.733.510,00
29/10/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	100.000,00	1.633.510,00
18/11/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	1.133.510,00
25/11/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	100.000,00	1.033.510,00
26/11/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	150.000,00	883.510,00
30/11/2010	UA 1001 - VP ALA - LM	SAQUE REFERENTE A REQUISIÇÃO Nº C.10.2352 DO MOVIMENTO Nº 243805	0,00	30.000,00	853.510,00
02/12/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	200.000,00	653.510,00
03/12/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	100.000,00	553.510,00
03/12/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	1.368.000,00	0,00	1.921.510,00
09/12/2010		Transferencia Interna (NOBR x CXSSAR)	0,00	500.000,00	1.421.510,00
29/12/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	1.176.000,00	0,00	2.597.510,00
		Total:	**20.020.050,00**	**17.422.540,00**	**2.597.510,00**

Conforme observa-se, a conta NOBR – NOB REAL apresentava saldo ZERO em 04/Jun./2010 e, em 03/Dez./2010, antes da transferência de

R$ 500.000,00 para a conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR efetuada em 09/Dez./2010, possuía disponível R$ 1.421.510,00.

No entanto, observa-se que referida conta foi abastecida integralmente com numerário oriundo da conta NOB, a qual apresentava saldo devedor no momento de todas as transferências para a conta NOBR – NOB REAL, ou seja, o numerário estava sendo custeado pelo terceiro (doleiro), conforme extrato que será na sequência reproduzido.

Portanto, a origem de parte do valor (R$ 112.204,47) que suportou os R$ 700.000,00 sacados da conta CXSSAR, sem considerar os ingressos da Aquapolo, também sob essa perspectiva, fica distanciada de contratos da Petrobrás.

Ainda, tendo em vista que a conta NOB é apresentada em US$ e o departamento de operações estruturadas da Odebrecht utilizava tabela própria com a taxa de cotação diária, apresento antes a conversão dos valores de forma a facilitar o cruzamento com o extrato da conta NOBR – NOB REAL, que está expressa em Reais:

Registro de Entradas na Conta NOBR, provenientes de transferencias da conta NOB				Registro de Saidas da Conta NOB, transferidos para NOBR
Data de Lançamento	Valor em R$	Cotação US$ conforme Tabela DOE	Valor em US$	Valor em US$
04.08.10	1.200.000,00	1,7599359	681.843,00	681.843,00
19.08.10	1.750.000,00	1,7500000	1.000.000,00	1.000.000,00
31.08.10	2.088.000,00	1,7400000	1.200.000,00	1.200.000,00
23.09.10	1.190.000,00	1,7000000	700.000,00	700.000,00
29.09.10	510.000,00	1,7000000	300.000,00	300.000,00
27.10.10	1.183.000,00	1,6900000	700.000,00	700.000,00
03.12.10	1.368.000,00	1,7100000	800.000,00	800.000,00
29.12.10	1.176.000,00	1,6800000	700.000,00	700.000,00

EXTRATOS POR CONTA	Periodo 01/01/2001 à 31/12/2050	Pagina 814 de 1267
FDD0320	Na Moeda: US$	20/06/2018

Conta: NOB - NOB

Data	Obra	Obs	Ingresso	Saque	Saldo
15/06/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	471.534,00	0,00	441.170,90
15/06/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	0,00	1.675.977,00	-1.234.806,10
18/06/2010		Transferencia Interna (Gigolino x NOB)	1.204.443,00	0,00	-30.363,10
07/07/2010		Transferencia NOB x NOBR	0,00	677.966,00	-708.329,10
07/07/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	708.329,00	0,00	-0,10
04/08/2010		Transferencia Interna (Nob x NOBR)	0,00	681.843,00	-681.843,10
13/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	200.000,00	0,00	-481.843,10
17/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	90.920,00	0,00	-390.923,10
19/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	200.000,00	0,00	-190.923,10
19/08/2010		Tansferencia Interna (NOB x NOBR)	0,00	1.000.000,00	-1.190.923,10
27/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	72.000,00	0,00	-1.118.923,10
27/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	30.930,00	0,00	-1.087.993,10
30/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	200.000,00	0,00	-887.993,10
30/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	100.000,00	0,00	-787.993,10
30/08/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	93.032,00	0,00	-694.961,10
31/08/2010		Transferencia Interna (NOB x NOBR)	0,00	1.200.000,00	-1.894.961,10
02/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	112.290,60	0,00	-1.782.670,50
10/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	34.780,00	0,00	-1.747.890,50
14/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	70.000,00	0,00	-1.677.890,50
14/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	26.600,00	0,00	-1.651.290,50
14/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	50.000,00	0,00	-1.601.290,50
20/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	100.000,00	0,00	-1.501.290,50
20/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	250.000,00	0,00	-1.251.290,50
23/09/2010		Transferencia Interna (Nob x Nobr)	0,00	700.000,00	-1.951.290,50
27/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	125.000,00	0,00	-1.826.290,50
27/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	150.000,00	0,00	-1.676.290,50
28/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	155.000,00	0,00	-1.521.290,50
28/09/2010		Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	120.000,00	0,00	-1.401.290,50
29/09/2010		Transferencia Interna (Nob x NOBR)	0,00	300.000,00	-1.701.290,50

05/10/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	150.000,00	0,00	-1.551.290,50
05/10/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	25.000,00	0,00	-1.526.290,50
06/10/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	38.541,42	0,00	-1.487.749,08
06/10/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	40.000,00	0,00	-1.447.749,08
06/10/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	30.721,58	0,00	-1.417.027,50
27/10/2010	Transferencia Interna (NOB x NOBR)	0,00	700.000,00	-2.117.027,50
03/11/2010	Transferencia Interna (Gigolino-M x NOB)	167.597,00	0,00	-1.949.430,50
03/11/2010	Transferencia Interna (Gigolino-M x NOB)	100.000,00	0,00	-1.849.430,50
09/11/2010	Transferencia Interna (Gigoinn-M x NOB)	30.000,00	0,00	-1.819.430,50
09/11/2010	Transferencia Interna (Gigoinn-M x NOB)	25.000,00	0,00	-1.794.430,50
10/11/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-m X NOB)	197.998,00	0,00	-1.596.432,50
10/11/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-M x NOB)	89.653,00	0,00	-1.506.779,50
12/11/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-m x NOB)	85.000,00	0,00	-1.421.779,50
12/11/2010	Transferencia Interna (Gigoinn-M x NOB)	83.413,50	0,00	-1.338.366,00
12/11/2010	Transferencia Interna (Gigoinn-M x NOB)	41.933,00	0,00	-1.296.433,00
22/11/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	152.000,00	0,00	-1.144.433,00
25/11/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x Nob)	48.330,00	0,00	-1.096.103,00
25/11/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x Nob)	100.000,00	0,00	-996.103,00
29/11/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-m x NOB)	60.000,00	0,00	-936.103,00
30/11/2010	Transferencia Interna (Gigocorp x NOB)	219.780,00	0,00	-716.323,00
03/12/2010	Transferencia Interna (NOB x NOBR)	0,00	800.000,00	-1.516.323,00
09/12/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-M x NOB)	68.220,00	0,00	-1.448.103,00
15/12/2010	Transferencia Interna (Gigoinn-M x NOB)	400.000,00	0,00	-1.048.103,00
23/12/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-M x Gigolino-M)	239.100,00	0,00	-809.003,00
29/12/2010	Transferencia Interna (Gigolnn-M x NOB)	50.000,00	0,00	-759.003,00
29/12/2010	Transferencia Interna (NOB x NOBR)	0,00	700.000,00	-1.459.003,00

7. RESPOSTAS AOS QUESITOS

Quesitos do Juiz:

a) *Solicita-se que seja verificado se o sistema de contabilidade informal do Grupo Odebrecht, na posse dos peritos da Polícia Federal, contém documentos ou lançamentos que possam estar relacionados com o objeto da presente ação penal, reforma do Sítio em Atibaia pelo Grupo Odebrecht em benefício do acusado Luiz Inácio Lula da Silva.*

Em conformidade com a resposta dos Peritos Criminais Federais à esse quesito, ratifico que não foram encontrados no material examinado, documentos ou lançamentos que possam estar relacionados com o objeto da presente ação penal.

Em complemento, informo que nas pesquisas efetuadas no material examinado além de não terem sido encontrados documentos ou lançamentos que façam referência a termos tais como Atibaia, Sítio e Santa Bárbara, também não há nenhuma referencia correlacionada ao Ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva e os termos LULA e AMIGO.

b) *Se positivo devem ser discriminados os encontrados e as características dos arquivos respectivos, bem como quanto a sua autenticidade e integridade.*

A resposta ao quesito anterior, tanto aquela ofertada pelos Peritos Criminais Federais como a deste Assistente Técnico, é NEGATIVA. Portanto, não há o que discriminar neste quesito.

c) *Solicita-se que seja verificado se os documentos já juntados aos autos, evento 184, anexo 5, e anexo 6, encontram-se no sistema e se positivo devem ser informadas as características dos arquivos respectivos, bem como quanto a sua autenticidade e integridade.*

Ratifico a resposta dos Peritos Criminais Federais à esse quesito em relação a existência no material examinado dos documentos juntados nos autos, conforme evento 184, anexos 5 e 6. No entanto, em relação a integridade e autenticidade do material, faço referencia as ressalvas contidas no item 2 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente.

Em complemento à resposta, informo que as características dos respectivos arquivos, principalmente o conteúdo dos mesmos, nenhuma relação apresentam com a presente ação, conforme amplamente explicado no item 5 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente.

Quesito do MPF:

- *[...] verifique-se se no sistema de contabilidade informal da ODEBRECHT, encontram-se os registros mencionados no Relatório de Análise nº 014/2018-SPPEA/PGR, discriminados em seu anexo 1 (encaminhado por mídia a esse d. juízo por meio do Ofício 1921/2018-PRPR-FT) e, em caso positivo, informem a característica, atestem a integridade, a autenticidade e origem de cada um dos documentos constantes nessa mídia, com a especificação dos seus metadados.*

Reporto-me a resposta ofertada ao quesito *"c"*, do Juízo.

Quesitos da Defesa de Luiz Inácio Lula da Silva:

1. *Pede-se ao Sr. Perito e aos Senhores Assistentes que a partir da contabilidade paralela processada no sistema MyWebDay B, sejam identificadas todas as contas contábeis onde estão registrados os valores consignados nos relatórios apresentados pelo MPF.*

Ratificando a resposta dos Peritos Criminais Federais, e a movimentação contábil dos valores consignados nos relatórios apresentados pelo MPF, está detalhadamente descrita a folhas 13 e 39 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente.

Ressalta-se que pelo fato da movimentação estar apresentada em Reais e Dólares (moeda utilizada na contabilidade paralela da Odebrecht), fica ainda mais translucida a desconexão entre os valores contidos nos documentos apresentados pelo MPF e a presente ação penal.

2. *Após a identificação de referidas contas contábeis, pede-se que seja apresentada a movimentação existente no razão das mesmas referente aos meses de Dezembro de 2010, Janeiro e Fevereiro de 2011.*

Foi trazido ao presente Parecer apenas a movimentação existente no razão contábil referente aos lançamentos apresentados à folhas 13 e 39. No entanto, foi analisada toda a movimentação referente aos meses de Dezembro de 2010, Janeiro e Fevereiro de 2011, não tendo sido identificada nenhuma informação relacionada ao presente caso.

3. *Solicita-se que sejam informados nome, número e natureza dessas contas contábeis.*

Ratificando a resposta dos Peritos Criminais Federais, os nomes, números e natureza das contas contábeis estão demonstrados à folhas 13 e 39 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente.

4. *Informar através dos registros de log's de acesso ao sistema MyWebDay B, quem efetuou os lançamentos contábeis identificados no quesito 1, descrevendo nome da pessoa, da máquina, IP, data e hora.*

A resposta ao presente quesito está prejudicada. Ratifico a informação dos Peritos Criminais Federais que os arquivos examinados não oferecem condições para a identificação do nome da pessoa, máquina, endereço IP, data e horário dos lançamentos contábeis indicados na resposta ao Quesito 1, formulado pela defesa do Ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva.

5. *Solicita-se que sejam informados quais os lançamentos contábeis de saídas efetuados na contabilidade paralela, referente à obra AQUAPOLO, que demonstram o consumo dos R$ 700.000,00 supostamente atribuídos às obras discutidas na presente ação penal, indicando a data do lançamento e as respectivas contas contábeis (partida e contrapartida).*

Não há registro de SAÍDA na contabilidade paralela referente a obra AQUAPOLO, que demonstre <u>o consumo</u> dos R$ 700.000,00 supostamente atribuídos às obras discutidas na presente ação penal.

Não existe registro do <u>consumo</u> posterior do valor de R$ 700.000,00, contabilizado como Receita (geração) da obra AQUAPOLO e em contrapartida, como Ingresso no Caixa de Salvador, conta CXSSAR – CAIXA LIVRE SALVADOR – REAIS, conforme

demonstrado à folha 13 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente, e amplamente explicado no item 5.

Ratifica-se portanto, que não há registros de que referido valor tenha sido consumido em benefício das obra discutidas na presente ação penal.

6. *Pede-se ao Sr. Perito e aos Senhores Assistentes que informem como foram tratados na apuração dos resultados gerenciais da Obra Aquapolo, nos meses de Dezembro/2010, Janeiro/2011 e Fevereiro/2011, aqueles valores consignados nos relatórios apresentados pelo MPF, principalmente os R$ 700.000,00. Caso não seja possível apresentar os resultados mensais, que sejam considerados os resultados anuais de 2010 e 2011.*

A resposta ofertada ao presente quesito pelos Peritos Criminais Federais, embora prejudicada, demonstra a coerência das ressalvas apresentadas no item 2 do Presente Parecer Técnico Pericial Divergente, pois informam os Peritos Criminais que o material não é completo e, supostamente existem omissões que neste caso, podem estar beneficiando os executivos e empregados que receberam bônus através do departamento de operações estruturadas da Odebrecht.

As declarações do chefe do departamento Hilberto Silva ao Ministro Herman Benjamin, transcritas parcialmente à folha 20 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente, deixam clara a existência de pagamentos de bônus "por fora" a executivos.

Também, o próprio Marcelo Odebrecht em depoimento ao Ministro Herman Benjamin, transcrito parcialmente a folha 44 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente, é explicito em afirmar que *"Você paga, às vezes, bônus para executivos ... o que a gente chama de por fora."*

Ainda, os lançamentos contábeis demonstrados à folha 26 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente, não deixam dúvidas de que os saldos das *"Contas a Receber Referente a Comissão – 1.1.3.05"*, certamente são baixados em contrapartida aos valores pagos posteriormente aos executivos a título de bônus.

Portanto, a resposta ao presente quesito está prejudicada.

7. *Solicita-se que seja informada qual a relação da obra Aquapolo com os contratos da Petrobras, relacionados na denúncia oferecida pelo MPF.*

Absolutamente nenhuma.

Mesmo que queira-se desconsiderar as demonstrações técnicas acerca do *"caixa único"* efetuadas no item 6 do Presente Parecer Técnico Pericial Divergente, desconsideração que do ponto de vista técnico contábil não é praticável, destaco que para o presente caso também identifiquei o caminho do dinheiro, conforme letra "e", página 51 do presente Parecer Técnico Pericial Divergente, onde pode ser visto que os valores em questão não tem nenhuma relação com contratos e/ou obras da Petrobrás.

8. *Por fim, solicita-se que seja verificado na contabilidade paralela da Odebrecht, se os valores apresentados pelo MPF tem relação com as obras da Petrobras ou são oriundos somente da obra Aquapolo?*

Absolutamente nenhuma relação com obras e/ou contratos da Petrobrás, conforme já descrito na resposta ao quesito 7, precedente.

8. CONCLUSÃO

Antes de apresentar as conclusões pertinentes ao presente Parecer Técnico Pericial Divergente, é importante legitimar novamente todas as ressalvas efetuadas no Parecer apresentado em 29/Mar./2018, onde com auxilio de técnicos de informática do Brasil e Exterior, ficou constatado que o material não foi recebido pelo Ministério Público Federal dentro dos padrões Nacionais e Internacionais preconizados sobre o tema, o que prejudicou sensivelmente a credibilidade, integridade e autenticidade do material periciado.

Nesse sentido, mantemos o entendimento que a mídia periciada não têm utilidade como material probatório, pois a indisponibilidade de acesso integral ao sistema de contabilidade *MyWebDay B* e a análise de documentos isolados que supostamente transitaram no sistema *Drousys* (que podem ter sido manipulados), não permite conclusões contendo a verdade absoluta.

Concluindo-se o presente Parecer Técnico Pericial Divergente, demonstrou-se de forma ampla e detalhada que os documentos apresentados pelo colaborador EMYR DINIZ COSTA JÚNIOR não comprovam que ele recebeu do departamento de operações estruturadas, na obra Aquapolo ou em nenhum outro lugar, o valor de R$ 700.000,00 para aplicação em obras no sitio de Atibaia. Ao revés, os registros comprovam que ele enviou valores ao departamento de operações estruturadas, todos sem nenhum vínculo com a obra de Atibaia discutida na presente ação penal e, ainda, sem a mínima vinculação desses valores com obras e/ou contratos da Petrobras.

Também ficou demonstrado que os valores apresentados pelo Ministério Público Federal como destinados à obra do sítio de Atibaia não apresentam registros que comprovem tal destinação. Pelo contrário, está amplamente demonstrado que tais valores integraram conta específica de Emílio Alves Odebrecht, a qual tinha movimentação específica de interesse de outras empresas ("TERCEIROS"), tais como as Fazendas do Grupo (Família), Holdings e *Offshores*, tudo administrado e movimentado por pessoas próximas a Emílio que, conforme levantamentos efetuados das iniciais constantes nos registros, podem ser JICÉLIA SAMPAIO, MARCIA GUSMÃO, RAUL CALIL e RUY LEMOS SAMPAIO,

este último recentemente indicado para a Presidência do Conselho de Administração da Odebrecht.

Por fim, é importante destacar que não foi identificada nenhuma ligação entre os contratos com a Petrobrás citados na Denúncia e a obra do sítio de Atibaia discutida na presente ação. Assim como também não foram localizados registros nos sistemas referentes a qualquer outra obra da Petrobrás que vinculem valores destinados ao Ex-Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, mesmo que registrado sob os termos LULA e AMIGO.

9. ENCERRAMENTO

Isto posto e esperando ter explorado e trazido aos autos as informações técnicas necessárias para convicção das partes e do MM. Juízo, coloco-me à Vossa disposição para eventuais esclarecimentos julgados pertinentes.

Nada mais havendo a relatar, considero encerrado o presente Parecer Técnico Pericial Divergente, que está composto por 221 folhas, sendo 64 escritas somente no anverso, rubricadas e esta assinada, e 157 referentes a 06 anexos.

São Paulo, 16 de Julho de 2018.

CLÁUDIO WAGNER
Perito Contador CNPC 3738
Contador CRC-RS 048422/O-0
Auditor Independente CNAI 604

ANEXO 1

HST

DC	Obra	Programa	Codinome		Data	Moeda	Valor	
HS	MOV-0601 - MOVIMENTAÇÕES SOLICITAÇÕES EAO - EAO		EAO	**Negociação**	05/12/2006	US$	22,597,000.00	22,597,000.00
				Requisitado	11/07/2006	US$	16,737.78	16,737.78
				Requisitado	14/07/2006	US$	49,981.80	49,981.80
				Requisitado	26/07/2006	US$	48,445.80	48,445.80
				Requisitado	27/07/2006	US$	34,834.62	34,834.62
				Requisitado	17/01/2007	US$	100,000.00	100,000.00
				Requisitado	17/01/2007	US$	100,000.00	100,000.00
				Requisitado	13/04/2007	US$	556,200.00	556,200.00
				Requisitado	17/04/2007	US$	352,000.00	352,000.00
				Requisitado	24/04/2007	US$	164,000.00	164,000.00
				Requisitado	26/04/2007	US$	117,370.00	117,370.00
				Requisitado	10/05/2007	US$	200,000.00	200,000.00
				Requisitado	26/06/2007	US$	63,744.00	63,744.00
				Requisitado	05/07/2007	US$	5,600.00	5,600.00
				Requisitado	18/07/2007	US$	33,680.00	33,680.00
				Requisitado	19/07/2007	US$	25,000.00	25,000.00
				Requisitado	19/07/2007	US$	30,540.00	30,540.00
				Requisitado	26/07/2007	US$	31,250.00	31,250.00
				Requisitado	31/07/2007	US$	110,000.00	110,000.00
				Requisitado	31/07/2007	US$	68,560.00	68,560.00
				Requisitado	03/08/2007	US$	38,461.00	38,461.00
				Requisitado	07/08/2007	US$	718,000.00	718,000.00
				Requisitado	10/08/2007	US$	25,641.00	25,641.00
				Requisitado	13/08/2007	US$	25,641.00	25,641.00
				Requisitado	17/08/2007	US$	35,900.00	35,900.00
				Requisitado	23/08/2007	US$	30,500.00	30,500.00
				Requisitado	24/08/2007	US$	25,641.00	25,641.00
				Requisitado	28/08/2007	US$	810,000.00	810,000.00
				Requisitado	04/09/2007	US$	127,000.00	127,000.00
				Requisitado	11/09/2007	US$	25,400.00	25,400.00
				Requisitado	15/10/2007	US$	25,000.00	25,000.00
				Requisitado	18/10/2007	US$	3,217.10	3,217.10
				Requisitado	24/10/2007	US$	30,224.90	30,224.90
				Requisitado	18/04/2008	US$	17,857.00	17,857.00
				Requisitado	02/05/2008	US$	282,143.00	282,143.00
				Requisitado	11/06/2008	US$	900,000.00	900,000.00
				Requisitado	10/07/2008	US$	4,503,000.00	4,503,000.00
				Requisitado	10/09/2008	US$	420,000.00	420,000.00
				Requisitado	12/09/2008	US$	4,908.33	4,908.33
				Requisitado	12/09/2008	US$	1,125.00	1,125.00
				Requisitado	19/05/2009	US$	1,200,000.00	1,200,000.00
				Requisitado	26/08/2009	US$	545,000.00	545,000.00
				Requisitado	24/11/2009	US$	142,856.67	142,856.67
				Requisitado	01/12/2009	US$	33,480.00	33,480.00
				Requisitado	10/12/2009	US$	114,286.00	114,286.00

HST

DC	Obra	Programa	Codinome		Data	Moeda	Valor	
				Negociação	17/12/2009	US$	63,774.00	22,597,000.00
				Requisitado	02/03/2010	US$	650,000.00	650,000.00
				Requisitado	29/03/2010	US$	150,000.00	150,000.00
				Requisitado	22/04/2010	US$	150,000.00	150,000.00
				Requisitado	13/05/2010	US$	40,000.00	40,000.00
				Requisitado	31/08/2010	US$	111,600.00	111,600.00
				Requisitado	10/11/2010	US$	164,684.00	164,684.00
				Requisitado	18/11/2010	US$	121,053.00	121,053.00
				Requisitado	23/11/2010	US$	30,000.00	30,000.00
				Requisitado	02/12/2010	US$	157,895.00	157,895.00
				Requisitado	09/12/2010	US$	159,526.00	159,526.00
				Requisitado	22/12/2010	US$	210,526.00	210,526.00
				Requisitado	28/12/2010	US$	157,895.00	157,895.00
				Requisitado	06/01/2011	US$	340,500.00	340,500.00
				Requisitado	06/01/2011	US$	284,222.00	284,222.00
				Requisitado	23/03/2011	US$	360,620.00	360,620.00
				Requisitado	01/04/2011	US$	183,000.00	183,000.00
				Requisitado	08/04/2011	US$	10,000.00	10,000.00
				Requisitado	13/04/2011	US$	590,000.00	590,000.00
				Requisitado	05/05/2011	US$	62,500.00	62,500.00
				Requisitado	18/05/2011	US$	700,000.00	700,000.00
				Requisitado	03/06/2011	US$	105,979.00	105,979.00
				Requisitado	05/07/2011	US$	228,750.00	228,750.00
				Requisitado	26/07/2011	US$	323,000.00	323,000.00
				Requisitado	04/08/2011	US$	181,000.00	181,000.00
				Requisitado	18/08/2011	US$	187,500.00	187,500.00
				Requisitado	24/08/2011	US$	31,250.00	31,250.00
				Requisitado	24/08/2011	US$	187,500.00	187,500.00
				Requisitado	01/09/2011	US$	312,500.00	312,500.00
				Requisitado	09/09/2011	US$	218,750.00	218,750.00
				Requisitado	27/09/2011	US$	1,729,750.00	1,729,750.00
				Requisitado	16/11/2011	US$	350,000.00	350,000.00
				Requisitado	05/12/2011	US$	200,000.00	200,000.00
				Requisitado	09/12/2011	US$	250,000.00	250,000.00
				Requisitado	12/01/2012	US$	305,560.00	305,560.00
				Requisitado	16/01/2012	US$	555,560.00	555,560.00
				Requisitado	23/01/2012	US$	238,880.00	238,880.00
				Requisitado	16/03/2012	US$	27,778.00	27,778.00
				Requisitado	27/03/2012	US$	6,306.00	6,306.00

Total Programa	22.331.084,00
Saldo Programa	265.916,00
Total da Obra	22.331.084,00
Total DC	37.755.710,67
Total Responsavel	37.755.710,67

ANEXO 2

[redacted]

[redacted]									
[redacted]									
[redacted]									
[redacted]									
[redacted]									
[redacted]									
[redacted]						1	[redacted]		[redacted]
					[redacted]	2	[redacted]		[redacted]
					[redacted]	3	[redacted]		[redacted]
					[redacted]	4	[redacted]		[redacted]
					[redacted]	5	[redacted]	[redacted]	[redacted]
					[redacted]	6	[redacted]	[redacted]	[redacted]
					[redacted]	7	[redacted]	[redacted]	[redacted]
					[redacted]	8	[redacted]	[redacted]	[redacted]
					[redacted]	9	[redacted]	[redacted]naturas	[redacted]

DS HST — Total em US$: **32,928,027.47**

Obra MOV-0601-MOVIMENTAÇÕES - EAO — Total em US$: **22,597,000.00**

Codinome EAO-SOLICITAÇÕES EAO — Total em US$: **22,597,000.00**

Ngoc	Empresa	Moeda	Negocição	Local	Data	Seq	Valor Novo/Acrescimo	Obs	Status
2384	T	US$	22,597,000.00	DIRETOS	05/12/2006	1	150,000.00		NOVO
					18/01/2007	2	200,000.00	Valor foi devolvido em R$ a 2,20 em SSA	ACRESCIMO
					28/02/2007	3	1,400,000.00	Vai pagar US$ 184 MM em R$ e saldo em US$	ACRESCIMO
					06/07/2007	4	2,289,000.00	Enviado US$ 3,275 M abatidoUS$ 936 M divida e US$ 200 Dep.Kisa Helicop.Mais US$ 150 mil enviado por Marcia	ACRESCIMO

Ngoc	Empresa	Moeda	Negocição	Local	Data	Seq	Valor Novo/Acrescimo	Obs	Status
					16/04/2008	5	300,000.00	Enviado do PKT	ACRESCIMO
					10/06/2008	6	900,000.00	Enviado do PKT -equivalente a R$ 1.512.000,00 a 1,68	ACRESCIMO
					07/07/2008	7	4,503,000.00	Enviado do PKT - tx 1,67 = R$ 7.520.000,00	ACRESCIMO
					01/09/2008	8	420,000.00	Valor foi enviado para ser renviado para Goldem Valley	ACRESCIMO
					19/05/2009	9	1,200,000.00	ENVIADO DO PKT	ACRESCIMO
					25/08/2009	10	545,000.00	Enviado do PKT para W equivalendo a R$ 1.035.500,00	ACRESCIMO
					23/11/2009	11	200,000.00	Novo aporte	ACRESCIMO
					10/12/2009	12	150,000.00	Novo aporte para atender solicitação de R$ 200 mil	ACRESCIMO
					26/02/2010	13	650,000.00	Enviado para PKT US$ 650 mil e convertido para R$ por 1,90	ACRESCIMO
					28/04/2010	14	190,000.00	Recebido via C.Castro	ACRESCIMO
					22/04/2010	15	150,000.00	valor enviado para pagar remessa feita para Goldem	ACRESCIMO
					13/08/2010	16	250,000.00	Enviado do PKT e convertido para R$ 475.000,00	ACRESCIMO
					17/09/2010	17	500,000.00	Enviado do PKT para atender solicitações de RCalil	ACRESCIMO
					12/11/2010	18	600,000.00	Enviado do PKT para atender solocitações de Jicélia	ACRESCIMO
					16/12/2010	19	350,000.00	Valor transferido para ter saldo para atender RLS	ACRESCIMO
					27/12/2010	20	300,000.00	Valor transferido para ter saldo para atender RLS	ACRESCIMO
					04/01/2011	21	350,000.00	Valor transferido para ter salldo para atender RLS	ACRESCIMO
					18/02/2011	22	100,000.00	remessa Golden Valley	ACRESCIMO
					21/02/2011	23	300,000.00	Remessa PKT	ACRESCIMO
					28/02/2011	24	300,000.00	Remessa PKT	ACRESCIMO
					12/05/2011	25	100,000.00	nova Remessa PKT	ACRESCIMO

Ngoc	Empresa	Moeda	Negocição	Local	Data	Seq	Valor Novo/Acrescimo	Obs	Status
					18/05/2011	26	600,000.00	V alor a ser enviado via PKT em 23/05/11	ACRESCIMO
					22/06/2011	27	600,000.00	Valor enviado via PKT	ACRESCIMO
					01/07/2011	28	500,000.00	Valor enviado via PKT	ACRESCIMO
					07/07/2011	29	900,000.00	Valor enviado via PKT	ACRESCIMO
					13/09/2011	30	1,400,000.00	(500+600+300)atravez PKT via HS	ACRESCIMO
					07/11/2011	31	350,000.00	transferido do PKT	ACRESCIMO
					01/12/2011	32	450,000.00	2 transferencias sendo 200 mil e 250 mil	ACRESCIMO
					12/01/2012	33	550,000.00	Valor foi transferido do PKT Fazenda	ACRESCIMO
					13/01/2012	34	550,000.00	Valor transferido do PKT para completar saldo para atender RLS/DC	ACRESCIMO
					22/03/2012	35	300,000.00	Via PKT	ACRESCIMO

ANEXO 3

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstrações financeiras consolidadas
em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 com o
parecer dos auditores independentes
(Tradução livre do original em inglês)

Parecer dos Auditores Independentes 3
Balanço Patrimonial Consolidado 4
Demonstração do Resultado Consolidado 5
Demonstração de Resultados Abrangentes Consolidados 6
Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado 7
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas 8
Notas explicativas 9
1. A Companhia e suas operações 9
2. Base de apresentação 9
3. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia 10
4. Sumário das principais práticas contábeis 19
5. Estimativas e julgamentos relevantes 29
6. Novas normas e interpretações 35
7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários 37
8. Contas a receber 38
9. Estoques 40
10. Vendas e incorporações de ativos 40
11. Investimentos 43
12. Imobilizado 47
13. Intangível 50
14. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*) 52
15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás 56
16. Fornecedores 58
17. Financiamentos 58
18. Arrendamentos mercantis 61
19. Partes relacionadas 62
20. Provisões para desmantelamento de áreas 63
21. Tributos 64
22. Benefícios concedidos a empregados 67
23. Patrimônio líquido 75
24. Receita de vendas 77
25. Outras despesas líquidas 78
26. Despesas por natureza 78
27. Resultado financeiro líquido 79
28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa 79
29. Informações por segmento 80
30. Processos judiciais e contingências 85
31. Compromisso de compra de gás natural 90
32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo 90
33. Gerenciamento de riscos 90
34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros 96
35. Eventos subsequentes 97
36. Informações sobre títulos garantidos emitidos pelas subdiárias 98
Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada) 99

Parecer da firma registrada de auditoria independente

Ao Conselho de Administração e acionistas
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Somos de parecer que os balanços patrimoniais consolidados e as correspondentes demonstrações consolidadas do resultado, dos resultados abrangentes, dos fluxos de caixa e das mutações do patrimônio líquido, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e de suas controladas (a "Companhia") em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. A administração da Companhia é responsável por essas demonstrações contábeis. Nossa responsabilidade é a de emitir opiniões sobre essas demonstrações contábeis. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas do *Public Company Accounting Oversight Board* dos Estados Unidos da América. Essas normas exigem que os exames de auditoria sejam planejados e executados com o objetivo de obtermos razoável segurança de que as demonstrações contábeis estão livres de erros relevantes. Nossos procedimentos de auditoria sobre as demonstrações contábeis compreenderam o exame, com base em testes, das evidências que suportam os valores e as informações contábeis divulgados, a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Acreditamos que nossos exames proporcionam uma base adequada para nossas opiniões.

Como discutido na nota 3 das demonstrações contábeis consolidadas, a Companhia registrou uma baixa contábil de US$ 2,527 milhões referentes a gastos adicionais capitalizados indevidamente na aquisição de ativos imobilizado, com base nos depoimentos obtidos no âmbito de investigações criminais conduzidas pelas autoridades brasileiras.

/s/
PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes

Rio de Janeiro, Brasil
22 de abril de 2015

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Balanço Patrimonial Consolidado

31 de dezembro de 2014 e 2013 (em milhões de dólares norte-americanos)

Ativo	Nota	31.12.2014	31.12.2013
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	7	16.655	15.868
Títulos e valores mobiliários	7	9.323	3.885
Contas a receber, liquidas	8	7.969	9.670
Estoques	9	11.466	14.225
Impostos e contribuições a receber	21.1	1.063	1.060
Outros impostos a receber	21.1	2.748	3.911
Adiantamento a fornecedores		423	683
Outros ativos circulantes		1.180	946
		50.827	50.248
Ativos classificados como mantidos para venda	10.2	5	2.407
		50.832	52.655
Não circulante			
Realizável a longo prazo			
Contas a receber, liquidas	8	5.437	4.532
Títulos e valores mobiliários	7	109	131
Depósitos judiciais	30.1	2.682	2.504
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.2	1.006	1.130
Outros impostos ativos	21.1	4.008	5.380
Adiantamento a fornecedores		2.409	3.230
Outros		3.212	1.875
		18.863	18.782
Investimentos	11	5.753	6.666
Imobilizado	12	218.730	227.901
Intangível	13	4.509	15.419
		247.855	268.768
Total do ativo		298.687	321.423

Passivo	Nota	31.12.2014	31.12.2013
Circulante			
Fornecedores	16	9.760	11.919
Financiamentos	17	11.868	8.001
Arrendamentos mercantis financeiros	18	16	16
Impostos a pagar	21.1	247	281
Outros impostos a pagar	21.1	4.064	4.669
Dividendos propostos	23.5	–	3.970
Salários, férias, encargos e participações		2.066	2.052
Plano de pensão e saúde	22	796	816
Outros		2.301	2.429
		31.118	34.153
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	10.2	–	1.073
		31.118	35.226
Não circulante			
Financiamentos	17	120.218	106.235
Arrendamentos mercantis financeiros	18	56	73
Imposto de renda e contribuição social diferidos	21.2	3.031	9.906
Planos de pensão e saúde	22	16.491	11.757
Provisão para processos judiciais	30.1	1.540	1.246
Provisão para desmantelamento de áreas	20	8.267	7.133
Outros		988	724
		150.591	137.074
Total do passivo		181.709	172.300
Patrimônio líquido	23.1		
Capital social (líquido de custos de emissão de ações)		107.101	107.092
Mudança na participação em subsidiárias		148	674
Reservas de lucro		66.423	73.795
Outro prejuízo abrangente acumulado		(57.400)	(33.034)
Atribuível aos acionistas da Petrobras		116.272	148.527
Acionistas não controladores		706	596
Passivo total		116.978	149.123
Total do passivo e patrimônio líquido		298.687	321.423

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Resultado Consolidado

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	Nota	2014	2013	2012
Receita de vendas	24	143.657	141.462	144.103
Custo dos produtos e serviços vendidos		(109.477)	(108.834)	(108.276)
Lucro bruto		34.180	32.628	35.827
Receitas (despesas)				
Despesas de vendas		(6.827)	(4.904)	(4.927)
Despesas gerais e administrativas		(4.756)	(4.982)	(5.034)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	15	(3.058)	(2.959)	(3.994)
Custos com pesquisa e desenvolvimento		(1.099)	(1.132)	(1.143)
Outros impostos		(760)	(780)	(386)
Redução do valor recuperável dos ativos	14	(16.823)	(544)	(137)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	3	(2.527)	–	–
Outras despesas, líquidas	25	(5.293)	(1.113)	(3.306)
		(41.143)	(16.414)	(18.927)
Lucro (prejuízo) líquido antes do resultado financeiro, participações e impostos		(6.963)	16.214	16.900
Receitas financeiras		1.949	1.815	3.659
Despesas financeiras		(3.923)	(2.673)	(2.016)
Variações monetárias e cambiais líquidas		339	(1.933)	(3.569)
Receita (despesa) financeira líquida	27	(1.635)	(2.791)	(1.926)
Resultado de participações em investimentos	11.2	218	507	43
Participação nos lucros ou resultados	22.7	(444)	(520)	(524)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos		(8.824)	13.410	14.493
Imposto de renda e contribuição social	21.3	1.321	(2.578)	(3.562)
Lucro (prejuízo) líquido		(7.503)	10.832	10.931
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos:				
Acionistas da Petrobras		(7.367)	11.094	11.034
Acionistas não controladores		(136)	(262)	(103)
		(7.503)	10.832	10.931
Lucro (prejuízo) básico e diluído pela média ponderada de ações ordinárias e preferencias – em dólares norte-americanos	23.6	(0,56)	0,85	0,85

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração de Resultados Abrangentes Consolidados

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2014	2013	2012
Lucro (prejuízo) líquido	(7.503)	10.832	10.931
Itens que não serão reclassificados para o resultado:			
Ganhos (perdas) atuariais com planos de pensão de benefício definido	(5.947)	7.248	(4.693)
Imposto diferido	1.157	(2.153)	1.533
Ajustes cumulativos de conversão	(15.606)	(20.397)	(14.049)
	(20.396)	(15.302)	(17.209)
Itens que poderão ser reclassificados para resultado:			
Ganhos (perdas) não realizados sobre títulos e valores mobiliários disponíveis para venda			
Reconhecidos no patrimônio líquido	–	1	498
Transferidos para o resultado	–	(44)	(714)
Imposto de renda diferido	–	15	72
	–	(28)	(144)
Ganhos (perdas) não realizados sobre o hedge de fluxo de caixa – exportações futuras altamente prováveis			
Reconhecidos no patrimônio líquido	(6.443)	(6.226)	–
Transferidos para o resultado	702	303	–
Imposto de renda diferido	1.953	2.012	–
	(3.788)	(3.911)	–
Ganhos (perdas) não realizados sobre hedge de fluxo de caixa – outros			
Reconhecidos no patrimônio líquido	6	9	(3)
Transferidos para o resultado	1	9	7
Imposto de renda diferido	–	–	1
	7	18	5
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em investidas	(263)	(265)	–
Outros lucros (prejuízos) abrangentes, total:	(24.440)	(19.488)	(17.348)
Lucro (prejuízo) abrangente total	(31.943)	(8.656)	(6.417)
Lucro (prejuízo) abrangente atribuível aos:			
Acionistas da Petrobras	(31.729)	(8.263)	(6.136)
Acionistas não controladores	(214)	(393)	(281)
Lucro (prejuízo) abrangente total	(31.943)	(8.656)	(6.417)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração do Fluxo de Caixa Consolidado

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	2014	2013	2012
Fluxos de caixa de atividades operacionais			
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	(7.367)	11.094	11.034
Ajustes para:			
Resultado dos acionistas não controladores	(136)	(262)	(103)
Resultado de participações em investimentos	(218)	(507)	(43)
Depreciação, exaustão e amortização	13.023	13.188	11.119
Perda do valor recuperável dosativos (*Impairment*)	16.823	544	137
Baixa de estoques para o valor a realizar líquido	1.015	580	742
Gastos com exploração baixados	2.178	1.892	2.847
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	2.527	–	–
Provisão para *impairment* recebíveis	2.378	73	39
Resultado com alienações de ativos/baixa de ativos não circulantes, áreas devolvidas e projetos cancelados	481	(1.745)	2
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros	3.571	3.167	4.308
Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	(3.045)	402	1.266
Planos de pensão e saúde (despesa atuarial)	2.022	2.566	2.091
Redução (aumento) de ativos			
Contas a receber, líquido	(2.507)	(1.142)	(1.522)
Estoques	570	(2.128)	(1.864)
Outros ativos	(2.803)	(303)	(2.028)
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores	(1.211)	1.108	1.039
Impostos, taxas e contribuições	(1.245)	(1.517)	(151)
Planos de pensão e de saúde	(834)	(796)	(735)
Outros passivos	1.410	75	(290)
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	26.632	26.289	27.888
Fluxos de caixa de atividades de investimento			
Investimentos	(34.808)	(45.110)	(40.802)
Investimentos em investidas	(329)	(199)	(146)
Recebimento pela venda de ativos (desinvestimento)	3.744	3.820	276
Resgate (investimento) em títulos e valores mobiliários	(5.469)	5.718	2.051
Dividendos recebidos	387	146	241
Caixa líquido (usado em) atividades de investimento	(36.475)	(35.625)	(38.379)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Aquisição de participação de acionistas não controladores	(98)	(70)	255
Financiamentos e empréstimos, líquido:			
Rendimentos obtidos com o financiamento de longo prazo	31.050	39.542	25.205
Pagamento do principal	(10.031)	(18.455)	(11.347)
Pagamento de juros	(5.995)	(5.066)	(4.772)
Dividendos pagos	(3.918)	(2.656)	(3.272)
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	11.008	13.295	6.069
Efeito da variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(378)	(1.611)	(1.115)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa, líquido	787	2.348	(5.537)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	15.868	13.520	19.057
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	16.655	15.868	13.520

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas

31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 (Em milhões de dólares norte-americanos)

	Capital social (líquido de custos de emissão de ações)			Outros resultados abrangentes acumulados				Reservas de Lucros							
	Capital social	Custos de emissão de ações	Alteração na participação em subsidiárias	Ajuste acumulado de conversão	Hedge de fluxo de caixa - exportações futuras altamente prováveis	Ganhos (perdas) atuariais sobre planos de pensão, benefício definido	Outros resultados abrangentes	Legal	Estatutária	Incentivos fiscais	Retenção de lucros	Lucros acumulados	Patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	Acionistas não controladores	Total do patrimônio líquido consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2011	107.355	(279)	595	7.697	–	(4.440)	246	6.812	1.108	727	51.577	(82)	171.316	1.272	172.588
Aumento de capital com reservas	7									(7)			–		–
Realização de custo atribuído							(5)					5	–		–
Mudança na participação em controladas			33										33	270	303
Lucro líquido												11.034	11.034	(103)	10.931
Outros resultados abrangentes				(13.871)		(3.160)	(139)						(17.170)	(178)	(17.348)
Destinações:													–		–
Apropriação de lucro líquido								552	537	9	5.442	(6.540)	–		–
Dividendos												(4.499)	(4.499)	(109)	(4.608)
	107.362	(279)	628	(6.174)	–	(7.600)	102	7.364	1.645	729	57.019	(82)	160.714	1.152	161.866
Saldo em 31 d dezembro de 2012		107.083	628				(13.672)					66.675	160.714	1.152	161.866
Aumento de capital com reservas	9									(9)			–	–	–
Realização de custo atribuído							(5)					5	–		–
Mudança de participação em controladas			46										46	(102)	(56)
Lucro (prejuízo) líquido												11.094	11.094	(262)	10.832
Outros resultados abrangentes				(20.266)	(3.911)	5.095	(275)						(19.357)	(131)	(19.488)
Destinações:													–		–
Apropriação do lucro líquido								555	537	9	5.946	(7.047)	–		–
Dividendos												(3.970)	(3.970)	(61)	(4.031)
	107.371	(279)	674	(26.440)	(3.911)	(2.505)	(178)	7.919	2.182	729	62.965	–	148.527	596	149.123
Saldo em 31 de dezembro de 2013		107.092	674				(33.034)					73.795	148.527	596	149.123
Aumento de capital com reservas	9									(9)			–		–
Realização de custo atribuído							(4)					4	–		–
Mudança de participação em controladas			(526)										(526)	393	(133)
Lucro (prejuízo) líquido												(7.367)	(7.367)	(136)	(7.503)
Outros resultados abrangentes				(15.528)	(3.788)	(4.790)	(256)						(24.362)	(78)	(24.440)
Destinações:													–		–
Transferência de reservas											(7.363)	7.363	–		–
Dividendos													–	(69)	(69)
	107.380	(279)	148	(41.968)	(7.699)	(7.295)	(438)	7.919	2.182	720	55.602	–	116.272	706	116.978
Saldo em 31 de dezembro de 2014		107.101	148				(57.400)					66.423	116.272	706	116.978

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

1. A Companhia e suas operações

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras dedica-se, diretamente ou por meio de suas subsidiárias e controladas (denominadas, em conjunto, "Petrobras" ou a "Companhia"), à pesquisa, lavra, refino, processamento, comércio e transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas à energia, podendo promover pesquisa, desenvolvimento, produção, transporte, distribuição e comercialização de todas as formas de energia, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins. A sede social da Companhia está localizada no Rio de Janeiro - RJ.

2. Base de apresentação

2.1. Declaração de conformidade e autorização das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS) emitidos pelo *International Accounting Standards Board* (IASB). As informações estão apresentadas em dólares norte-americanos.

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto para os ativos financeiros disponíveis para venda, ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo e determinadas classes de ativos e passivos circulantes e não circulantes, conforme estabelecido no sumário das políticas contábeis significativas.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 22 de abril de 2015, autorizou a divulgação destas demonstrações contábeis consolidadas.

2.2. Moeda funcional e de apresentação

A moeda funcional da Petrobras e de suas controladas no Brasil é o real. A moeda funcional da maior parte das controladas da Petrobras que atuam fora do Brasil é o dólar norte-americano. A Petrobras Argentina S.A. tem o peso argentino como moeda funcional.

A Petrobras selecionou o dólar norte-americano como sua moeda de apresentação. As demonstrações financeiras foram convertidas da moeda funcional (Real) para a moeda de apresentação (dólar norte-americano) de acordo com o IAS 21 – "Os efeitos das mudanças nas taxas de câmbio". Todos os ativos e passivos são convertidos em dólares norte-americanos na taxa de câmbio de fechamento na data em que as demonstrações financeiras foram elaboradas; as receitas e despesas, assim como os fluxos de caixa são convertidos em dólares norte-americanos utilizando as taxas de câmbio médias vigentes durante o exercício. Os itens do patrimônio são convertidos utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações. Todas as diferenças cambiais decorrentes da conversão das demonstrações financeiras consolidadas da moeda funcional para a moeda de apresentação são reconhecidas como ajustes cumulativos de conversão (ACC) em outro lucro (prejuízo) abrangente acumulado nas demonstrações consolidadas de mutações do patrimônio líquido.

Real x dólar norte americano	Mar 2014	Jun 2014	Set 2014	Dez 2014	Mar 2013	Jun 2013	Set 2013	Dez 2013
Taxa de câmbio média trimestral	2,36	2,23	2,28	2,55	2,00	2,07	2,29	2,28
Taxa de câmbio no final do período	2,26	2,20	2,45	2,66	2,01	2,22	2,23	2,34

A taxa de câmbio Real x Dólar norte-americano em 15 de abril 2015 foi de R$ 3,07/dólar.

3. "Operação Lava Jato" e seus reflexos na Companhia

A Companhia reconheceu no terceiro trimestre de 2014 uma baixa no montante de US$ 2.527 de gastos capitalizados, referente a valores que a Petrobras pagou adicionalmente na aquisição de ativos imobilizados em períodos anteriores.

De acordo com depoimentos obtidos no âmbito de investigações criminais conduzidas pelas autoridades brasileiras, que se tornaram públicos a partir de outubro de 2014, altos executivos da Petrobras entraram em conluio com empreiteiras, fornecedores e outros envolvidos para estabelecer um *cartel* que, entre 2004 e abril de 2012, sistematicamente impôs gastos adicionais nas compras de ativos imobilizados pela Companhia. Dois ex-diretores da Companhia e um ex-gerente executivo, que não trabalham para a Petrobras desde abril de 2012, estavam envolvidos nesse *esquema de pagamentos indevidos* e serão tratados a seguir como "ex-empregados da Petrobras". Os valores pagos adicionalmente pela Companhia foram utilizados pelas empreiteiras, fornecedores e intermediários agindo em nome dessas empresas para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, os ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos*. A Companhia não realizou qualquer pagamento indevido, os quais foram realizados pelas empreiteiras e fornecedores e por intermediários atuando em nome das empreiteiras e fornecedores.

A Petrobras acredita que, de acordo com o IAS 16, os valores que foram pagos a mais em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* não deveriam ter sido incluídos no custo histórico do seu ativo imobilizado. Contudo, a Companhia não consegue identificar especificamente os valores de cada pagamento realizado no escopo dos contratos com as empreiteiras e fornecedores que possuem gastos adicionais ou os períodos em que tais pagamentos adicionais ocorreram. Como resultado, a Petrobras desenvolveu uma metodologia para estimar o valor total de gastos adicionais incorridos em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* para determinar o valor das baixas a serem realizadas, representando em quanto seus ativos estão superavaliados como resultado de gastos adicionais cobrados por fornecedores e empreiteiras e utilizados por eles para realizar pagamentos indevidos. As circunstâncias e a metodologia utilizada estão descritas a seguir.

Histórico

Em 2009, a Polícia Federal brasileira iniciou uma investigação denominada "Operação Lava Jato", visando apurar práticas de lavagem de dinheiro por organizações criminosas em diversos estados brasileiros. A "Operação Lava Jato" é uma investigação extremamente ampla com relação a diversas práticas criminosas e vem sendo realizada através de várias frentes de trabalho, cujo escopo envolve crimes cometidos por agentes atuando em várias partes do país e diferentes setores da economia.

Ao longo de 2014, o Ministério Público Federal concentrou parte de suas investigações em irregularidades envolvendo empreiteiras e fornecedores da Petrobras e descobriu um amplo *esquema de pagamentos indevidos*, que envolvia um grande número de participantes, incluindo ex-empregados da Petrobras. Baseado nas informações disponíveis à Companhia, o referido esquema envolvia um conjunto de 27 empresas que, entre 2004 e abril de 2012, se organizaram em *cartel* para obter contratos com a Petrobras, impondo gastos adicionais nestes contratos e utilizando estes valores adicionais para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos eleitos ou outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, ex-empregados da Petrobras e outros envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos*. Este esquema será tratado como "*esquema de pagamentos indevidos"* e as referidas empresas como "*membros do cartel"*.

Além do *esquema de pagamentos indevidos* descrito acima, as investigações evidenciaram casos específicos em que outras empresas também cobraram gastos adicionais e supostamente utilizaram esses valores para financiar pagamentos a determinados ex-empregados da Petrobras, incluindo um ex-diretor da área Internacional. Essas

empresas não são *membros do cartel* e atuavam de forma individualizada. Esses casos específicos serão chamados de *pagamentos não relacionados ao cartel*.

Em conexão com a investigação do *esquema de pagamentos indevidos*, em março de 2014, o ex-diretor de Abastecimento da Petrobras, Paulo Roberto Costa, foi preso e, posteriormente, denunciado por lavagem de dinheiro e corrupção passiva. Outros ex-executivos da Petrobras, incluindo Renato de Souza Duque (ex-diretor de serviços), Nestor Cerveró (ex-diretor da área internacional) e Pedro José Barusco Filho (ex-gerente executivo de serviços), bem como ex-executivos de empreiteiras e empresas fornecedoras de bens e serviços para a Petrobras foram ou poderão ser denunciados como resultado da investigação.

Quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis anuais de 2013 em 27 de fevereiro de 2014, quando divulgou seu Formulário 20-F de 2013 em 30 de abril de 2014 e quando divulgou, em 8 de agosto de 2014, suas demonstrações contábeis intermediárias do período de seis meses findo em 30 de junho de 2014, não havia evidências disponíveis sobre as investigações da "Operação Lava Jato" que pudessem ter modificado as conclusões da Companhia com relação ao fato de que aquelas demonstrações representavam adequadamente sua situação patrimonial e a existência do *esquema de pagamentos indevidos* não havia sido tornada pública.

Fontes de informação disponíveis para a Companhia

Em 8 de outubro de 2014, Paulo Roberto Costa e Alberto Youssef, prestaram depoimento perante a 13ª Vara Federal Criminal de Curitiba, descrevendo o *esquema de pagamentos indevidos*. Desde então, depoimentos de diversos participantes do *esquema de pagamentos indevidos* que firmaram acordos de colaboração premiada com as autoridades brasileiras foram tornados públicos. O entendimento da Companhia sobre o *esquema de pagamentos indevidos* e a metodologia adotada para mensuração do seu impacto são baseados nesses depoimentos, os quais incluem o depoimento completo de dois dos ex-empregados da Petrobras (Paulo Roberto Costa e Pedro José Barusco Filho), o depoimento completo de dois indivíduos que atuaram como intermediários no *esquema de pagamentos indevidos* (Alberto Youssef e Julio Gerin de Almeida Camargo), partes do depoimento de outro indivíduo que atuou como intermediário no *esquema de pagamentos indevidos* (Shinko Nakandakari) e o depoimento completo de um representante de uma das empreiteiras (Augusto Ribeiro de Mendonça Neto).

O Ministério Público Federal (de posse das informações completas da investigação) ajuizou ações de improbidade administrativa em 20 de fevereiro de 2015 contra cinco empresas do *cartel*, fundamentadas na existência do *esquema de pagamentos indevidos* e utilizando como base a mesma metodologia utilizada pela Companhia para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos,* como descrito abaixo.

Parte importante das informações referidas acima foi tornada pública após 28 de janeiro de 2015, quando a Companhia divulgou suas demonstrações contábeis intermediárias de 30 de setembro de 2014 não revisadas pelos auditores independentes. Estas informações detalharam e corroboraram as informações disponíveis anteriormente, com destaque para os acordos de colaboração premiada de Pedro José Barusco Filho, Paulo Roberto Costa, Alberto Youssef e Shinko Nakandakari.

As informações disponíveis para a Companhia são, de maneira geral, consistentes com relação à existência do *esquema de pagamentos indevidos*, às empresas envolvidas, aos ex-empregados da Petrobras envolvidos, ao período durante o qual o esquema operou, além dos valores máximos envolvidos no *esquema de pagamentos indevidos* em relação ao valor total dos contratos impactados pelo esquema.

A Petrobras acompanhará os resultados das investigações e a disponibilização de outras informações relativas ao *esquema de pagamentos indevidos* e, se porventura se tornar disponível informação que indique com suficiente precisão que as estimativas descritas acima deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá. Contudo, a Companhia não espera que informações adicionais a respeito das questões descritas acima oriundas de fontes internas estejam ou se tornem disponíveis.

Outras informações obtidas no curso das investigações da Lava Jato, incluindo uma parte do depoimento de Shinko Nakandakari não foram tornadas públicas. Contudo, a Companhia acredita que, no presente momento, o risco de surgirem novas informações que modifiquem de forma relevante os fatos já conhecidos ou que impactem de forma material os ajustes realizados é baixo. Essa convicção se baseia fortemente no fato que, uma vez que um volume significativo de informações se tornou público, não é provável que as autoridades brasileiras (que possuem todas as informações provenientes das investigações em mãos) mantivessem em sigilo informações contraditórias (sendo importante ressaltar que as autoridades utilizaram a mesma metodologia para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos* em processos cíveis e criminais já instaurados) e que há um significativo grau de consistência entre as afirmações feitas por pessoas envolvidas no esquema em diferentes posições e com diferentes motivações, incluindo dois dos ex-empregados da Petrobras, supostos intermediários do *esquema de pagamentos indevidos* e representantes de fornecedores e empreiteiras.

Em seguida, serão discutidas as respostas adotadas pela Companhia aos fatos descobertos no âmbito das investigações da "Operação Lava Jato", além da descrição do *esquema de pagamentos indevidos*, da questão contábil resultante da descoberta do esquema e da solução adotada pela Companhia para contabilizar seus impactos.

3.1. Resposta da Companhia às questões descobertas nas investigações em curso

As investigações internas e externas ainda estão em andamento, porém a Companhia está tomando as medidas jurídicas necessárias perante as autoridades brasileiras para buscar ressarcimento pelos prejuízos sofridos, incluindo aqueles relacionados à sua reputação. À medida que as investigações da "Operação Lava Jato" resultem em acordos de leniência com os *membros do cartel* ou acordos de colaboração com indivíduos que concordem em devolver recursos, a Petrobras pode ter direito a receber uma parte de tais recursos.

As medidas incluirão também ações cíveis contra *membros do cartel*, nas quais a Petrobras pode ingressar como autora, e espera fazê-lo. Esses procedimentos cíveis normalmente resultam em três tipos de reparação: danos materiais, multas e danos morais. A Companhia teria direito aos danos materiais e, possivelmente, às multas cíveis. Os danos morais seriam geralmente alocados para um fundo federal, embora a Petrobras possa pleitear danos morais, uma vez que participe dos processos como autora da ação.

A Petrobras não tolera corrupção ou quaisquer práticas de negócio ilegais por parte de seus fornecedores ou o envolvimento de seus empregados em tais práticas e, dessa forma, vem realizando uma série de ações, tanto no intuito de aprofundar a apuração das irregularidades quanto de melhorar seu sistema de governança corporativa, descritas a seguir:

- A Companhia constituiu diversas Comissões Internas de Apuração (CIA) para averiguar ocorrências que possam ser caracterizadas como não conformidades relativas a normas, procedimentos ou regulamentos corporativos e forneceu as descobertas das comissões internas já concluídas às autoridades brasileiras.

- Em 24 e 25 de outubro de 2014 a Companhia contratou dois escritórios independentes de advocacia: o escritório americano, Gibson, Dunn & Crutcher LLP e o escritório brasileiro, Trench, Rossi e Watanabe Advogados para conduzir uma investigação interna independente.

- A Companhia tem cooperado totalmente com a Polícia Federal, o Ministério Público Federal, o Poder Judiciário e outras autoridades brasileiras, como o Tribunal de Contas da União – TCU e a Controladoria Geral da União – CGU.

- A Companhia constituiu comissões para analisar a aplicação de sanções contra os fornecedores e empreiteiras (CAASE) e impôs bloqueio cautelar das empresas *membros do cartel* (e entidades relacionadas a eles) nos depoimentos que foram tornados públicos.

- A Companhia elaborou e adotou um conjunto de medidas para o aprimoramento da governança, controle e gestão de riscos, documentadas em Padrões e Atas da Diretoria e do Conselho de Administração que estipulam os procedimentos, métodos, competências e demais instruções para integrar tais medidas às práticas da Companhia.

- A Companhia instituiu o cargo de Diretor de Governança, Risco e Conformidade, com a missão de assegurar a conformidade processual e mitigar riscos em suas atividades, incluindo os de fraude e corrupção. O novo Diretor participa das decisões da Diretoria e as matérias a serem submetidas à deliberação da Diretoria deverão contar, necessariamente, com prévia manifestação favorável desse Diretor quanto à governança, gestão de riscos e conformidade dos procedimentos.

- Em 13 de janeiro de 2015, o Conselho de Administração aprovou para o cargo de Diretor de Governança, Risco e Conformidade, a indicação de João Adalberto Elek Junior, empossado em 19 de janeiro de 2015, para mandato de três anos, podendo ser renovado, e sua destituição somente pode ocorrer por deliberação do Conselho de Administração que conte com o voto de pelo menos um dos conselheiros eleitos pelos acionistas minoritários ou preferencialistas.

- Formação de um Comitê Especial para atuar de forma independente e servir como interlocutor entre o Conselho de Administração e os escritórios de advocacia conduzindo as investigações internas independentes. O Comitê Especial é presidido por Ellen Gracie Northfleet, Ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal (presidente do Comitê), e composto por Andreas Pohlmann, Chief Compliance Officer da Siemens AG de 2007 a 2010 e pelo Diretor de Governança, Risco e Conformidade, João Adalberto Elek Junior.

3.2. Descrição do *esquema de pagamentos indevidos* e seus impactos nas demonstrações contábeis da Companhia

A seguir será discutida a necessidade de ajustar os valores de determinados ativos imobilizados em função dos impactos do *esquema de pagamentos indevidos*, bem como a impraticabilidade de identificar os valores de pagamentos indevidos, vincular os gastos adicionais cobrados pelas empreiteiras e fornecedores a pagamentos específicos no âmbito de cada contrato ou quantificar o valor exato dos gastos adicionais incorridos a ser corrigido. Também é discutida a metodologia adotada pela Companhia para baixar valores capitalizados que representam gastos adicionais incorridos na aquisição de ativos imobilizados. O item 5.8 apresenta uma análise de alternativas, consideradas como possíveis substitutas à mensuração dos valores exatos a serem ajustados, que foram rejeitadas pela Companhia.

3.2.1. O *esquema de pagamentos indevidos* e a necessidade de ajustar o valor contábil de determinados ativos imobilizados

De acordo com as informações disponíveis à Companhia descritas acima, no *esquema de pagamentos indevidos*, diversas empreiteiras e fornecedores se organizaram em conluio com ex-empregados da Petrobras para impor gastos adicionais no âmbito de contratos para a construção de ativos e fornecimento de bens e serviços à Companhia e utilizaram os valores pagos a mais pela Petrobras para fazer pagamentos indevidos a partidos políticos, políticos em exercício e outros agentes políticos, empregados de empreiteiras e fornecedores, além de ex-empregados da Petrobras.

Em particular, o ex-diretor de Abastecimento, o ex-diretor de Serviços e um ex-gerente executivo da área de Serviços estavam envolvidos no esquema. Todos eles ocupavam posições de liderança na Petrobras e, além de omitirem a existência do *cartel*, utilizaram sua influência para possibilitar os objetivos do *esquema de pagamentos indevidos*, principalmente garantindo que os *membros do cartel* participassem de licitações para a compra de bens e serviços pela Petrobras e, dessa forma, obtivessem contratos com a Companhia. Não há, no

entanto, informações que indiquem que eles controlassem ou direcionassem o uso dos pagamentos indevidos quando os recursos saíam da Petrobras.

Além disso, as investigações também identificaram outras ocorrências específicas em que empresas impuseram gastos adicionais à Petrobras na aquisição de ativos imobilizados. Estes valores também foram utilizados para financiar pagamentos indevidos a funcionários da Petrobras.

3.2.2. Impraticabilidade de quantificar o valor exato no qual os ativos estão superavaliados e os períodos a serem corrigidos

Identificar a data e o montante exatos dos gastos adicionais impostos por fornecedores e empreiteiras à Companhia é impraticável em função das limitações descritas a seguir:

As informações disponíveis para a Companhia, através dos depoimentos, identificam apenas as empresas envolvidas no *esquema de pagamentos indevidos* e o período de tempo em que o esquema funcionou, porém não especificam todos os contratos alvo dos atos ilícitos, os pagamentos específicos realizados no âmbito dos contratos e que incorporavam gastos adicionais, bem como os períodos em que os pagamentos que incorporaram gastos adicionais foram feitos.

A Petrobras não fez qualquer desses pagamentos indevidos. Como eles foram feitos por empreiteiras e fornecedores, os valores exatos que foram gastos adicionalmente pela Companhia e usados para financiar pagamentos indevidos não podem ser identificados. Informações que determinem o montante que foi cobrado adicionalmente da Petrobras pelos *membros do cartel* não se encontram nos registros contábeis da Companhia, que refletem integralmente os termos dos contratos assinados por ela junto a seus fornecedores. Estes contratos tiveram seus preços elevados em função da atuação em conluio dos *membros do cartel* e ex-empregados da Petrobras acima indicados. Como a Companhia não consegue identificar o montante de gastos adicionais incluídos em cada pagamento no âmbito dos contratos de fornecimento ou o período específico em que os gastos adicionais ocorreram, não é possível determinar o período em que o ativo imobilizado deveria ser ajustado.

Dois escritórios de advocacia estão conduzindo uma investigação interna independente, sob a direção do Comitê Especial mencionado acima, porém a investigação interna independente não deve apresentar informações quantitativas cuja natureza seja abrangente suficiente para embasar um ajuste nas demonstrações contábeis. Isso ocorre, pois as informações disponíveis aos investigadores são limitadas às informações internas da Petrobras e, dessa forma, não será possível identificar informações específicas sobre o montante que foi cobrado adicionalmente da Companhia. Como as supostas atividades de lavagem de dinheiro tinham o intuito de ocultar a origem dos recursos e o montante envolvido, não se espera a existência de registros específicos dessas atividades.

As investigações em curso pelas autoridades brasileiras têm como foco determinar a responsabilidade penal dos investigados e não de obter de forma detalhada o montante exato dos gastos adicionais que foram cobrados da Petrobras pelos *membros do cartel* ou os valores utilizados por essas empresas para fazer os pagamentos indevidos. Além disso, o processo de investigação e avaliação de todas as provas e alegações pode durar vários anos.

As autoridades brasileiras instauraram ações contra as empreiteiras e fornecedores e seus respectivos representantes nas quais buscam reparação por improbidade administrativa. Nessas ações, as autoridades aplicaram o percentual de 3% aplicado sobre o valor dos contratos com as empreiteiras e fornecedores para mensurar os danos materiais atribuíveis ao *esquema de pagamentos indevidos*, de forma consistente com a metodologia utilizada pela Companhia para contabilizar os impactos. No escopo dessas ações também não é esperado que se produza um detalhamento completo de todos os pagamentos indevidos, mesmo após o longo período de tempo que as investigações conduzidas pelas autoridades brasileiras podem levar. Adicionalmente, a

legislação brasileira não permite, de forma ampla, acesso a registros e documentos internos dos fornecedores em ações cíveis e, portanto, não é esperado que estas ações produzam novas informações com relação àquelas obtidas nas investigações e ações criminais.

Conforme descrito anteriormente, a despeito das limitações citadas, o conjunto de informações disponíveis para a Companhia é, de maneira geral, consistente com relação aos agentes e empresas envolvidos no esquema, o período durante o qual operou, além do percentual de gastos adicionais aplicado pelos fornecedores sobre o valor total dos contratos no escopo do esquema para financiar pagamentos indevidos.

3.2.3. Abordagem adotada para ajuste de ativos afetados pelos gastos adicionais

Devido à impraticabilidade de identificação dos períodos e montantes de gastos adicionais incorridos pela Companhia, a Petrobras utilizou todo o conjunto de informações disponíveis (descrito anteriormente) para quantificar o impacto do *esquema de pagamentos indevidos*.

Os valores pagos pela Petrobras no âmbito dos contratos junto aos fornecedores e empreiteiras envolvidos no esquema descrito anteriormente foram integralmente incluídos no custo histórico dos respectivos ativos imobilizados da Companhia. No entanto, a Administração entende que a parcela dos pagamentos que realizou a essas empresas que representa gastos adicionais incorridos em decorrência do *esquema de pagamentos indevidos* não deveria ter sido capitalizada.

Os depoimentos identificaram 27 *membros do cartel* (fornecedores e empreiteiras brasileiras que pertenceriam ao esquema) e diversos fornecedores e empreiteiras que teriam atuado de forma isolada, também cobrando valores adicionais da Companhia que eram utilizados para realizar pagamentos indevidos, porém fora do escopo do *cartel*.

Com relação ao período de atuação do *cartel*, os depoimentos esclarecem que o *esquema de pagamentos indevidos* teria ocorrido entre 2004 e abril de 2012. A Companhia também avaliou a possibilidade de o esquema ter impactado períodos anteriores a 2004. No entanto, além dos depoimentos não sugerirem que o esquema acontecesse antes de 2004, o impacto de eventuais valores adicionais cobrados na aquisição de bens e serviços anteriormente a 2004 não seria material, uma vez que a maior parte do saldo atual do ativo imobilizado da Companhia foi construída entre 2004 e 2014 (o saldo do ativo imobilizado era de US$30.8 bilhões em 31 de dezembro de 2003) e que os ativos existentes em 2003 estão substancialmente depreciados em 2014.

Em suma, com base nas informações descritas anteriormente, a Companhia concluiu que a parcela dos gastos incorridos na construção de seus ativos imobilizados como resultado da atuação de empreiteiras e fornecedores no *cartel* para cobrar valores adicionais e utilizar esses valores para realizar pagamentos indevidos não deveria ter sido capitalizada. A fim de contabilizar o impacto dos referidos gastos adicionais, foi desenvolvida uma metodologia para estimar o ajuste que deveria ser feito no ativo imobilizado, que envolve os cinco passos descritos a seguir:

(1) Identificação da contraparte do contrato: foram listadas todas as companhias citadas como *membros do cartel* nos depoimentos tornados públicos e com base nessa informação, foram levantadas as empresas envolvidas e as entidades a elas relacionadas.

(2) Identificação do período: foi concluído, com base nos depoimentos, que o período de atuação do *esquema de pagamentos indevidos* foi de 2004 a abril de 2012.

(3) Identificação dos contratos: foram identificados todos os contratos assinados com as contrapartes mencionadas no passo (1) durante o período do passo (2), incluindo também os aditivos aos contratos

originalmente assinados entre 2004 e abril de 2012. Em seguida, foram identificados os ativos imobilizados aos quais estes contratos se relacionam.

(4) Identificação dos pagamentos: foi calculado o valor total dos contratos referidos no passo (3).

(5) Aplicação de um percentual fixo sobre o valor total de contratos definido no passo (4): o percentual de 3%, indicado nos depoimentos, foi utilizado para estimar os gastos adicionais impostos sobre o montante total dos contratos identificados.

O cálculo considerou todos os valores registrados nos registros contábeis da Companhia entre 2004 e setembro de 2014, referentes aos contratos inicialmente firmados entre 2004 e abril de 2012, bem como quaisquer aditivos firmados entre as empresas do sistema Petrobras e os *membros do cartel* (individualmente ou em consórcio). Esse escopo amplo de contratos foi adotado para gerar a melhor estimativa dos gastos adicionais, mesmo não havendo evidência de que todos os contratos assinados com as empresas em questão tivessem sido alvo do *esquema de pagamentos indevidos*. A Companhia também identificou montantes verificados em seus registros contábeis, referentes aos contratos e projetos específicos com empresas que não eram *membros do cartel* para contabilizar os gastos adicionais impostos por essas empresas para financiar pagamentos indevidos, realizados por elas, não relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos* ou ao *cartel*.

No caso específico de valores cobrados adicionalmente por empresas fora do escopo do *cartel*, a Companhia considerou como parte da baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente os valores específicos de pagamentos indevidos ou o percentual sobre o contrato citados nos depoimentos, pois também foram utilizados por essas empresas para financiar pagamentos indevidos.

A Companhia possui diversos projetos em construção cujo contrato original foi assinado entre 2004 e abril de 2012. A abordagem adotada para realizar os ajustes considera que os valores cobrados adicionalmente pelas empreiteiras e fornecedores foram aplicados sobre o valor total do contrato, ou seja, incluindo pagamentos que ainda serão incorridos em períodos futuros. Como é impraticável alocar os gastos adicionais impostos por essas empresas a períodos específicos no tempo, a parcela de gastos adicionais referentes a pagamentos que serão realizados no futuro pela Companhia já pode ter sido cobrada antecipadamente. Dessa forma, a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente incorpora o valor total dos contratos assinados e não apenas os valores referentes a pagamentos já efetuados. Contudo, conforme mencionado anteriormente, com base nas informações disponíveis, a Companhia acredita que a atuação do *cartel* tenha sido interrompida após abril de 2012 e que, considerando os andamentos recentes das investigações criminais, os pagamentos indevidos relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos* tenham sido interrompidos.

A Companhia considera ter adotado uma metodologia que produz a melhor estimativa de quanto seus ativos imobilizados estão superavaliados como resultado do *esquema de pagamentos indevidos*, uma vez que utilizou como base um valor limítrofe dentre as estimativas consideradas razoáveis. Em sua estimativa, a Companhia considerou que todos os contratos com as contrapartes identificadas foram impactados e o percentual de 3% representa os valores adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores, utilizados por essas empresas para realizar pagamentos indevidos. As duas premissas são corroboradas pelos depoimentos, porém alguns depoimentos indicam percentuais inferiores com relação a certos contratos, períodos menores de atuação do *cartel (*2006 a 2011), bem como o envolvimento de um número menor de fornecedores e empreiteiras.

Além das baixas no ativo imobilizado, os impactos no resultado do período incluem a baixa de créditos fiscais existentes e uma provisão para os créditos já utilizados com relação aos ativos em questão, além da reversão de parte da depreciação dos referidos ativos, a partir de suas respectivas datas de entrada em operação.

Conforme indicado anteriormente, os depoimentos não fornecem informações suficientes para permitir que a Companhia determine o período específico no qual cada valor gasto adicionalmente foi incorrido. Dessa forma, a

baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente foi reconhecida no resultado do terceiro trimestre de 2014, em função da impraticabilidade de se determinar os efeitos específicos em cada período no passado. A Companhia acredita que essa abordagem é a mais adequada no âmbito dos padrões internacionais de contabilidade (IFRS) para a correção do erro.

Além disso, a Companhia avaliou, através de duas hipóteses, a materialidade do impacto do *esquema de pagamentos indevidos* em informações financeiras de períodos anteriores que são apresentadas para fins comparativos. Uma das hipóteses foi considerar que a alocação dos gastos adicionais impostos pelos fornecedores tivesse sido ao longo do tempo e, consequentemente, capitalizada, na mesma proporção em que a Companhia pagou os valores no âmbito dos contratos impactados, ou seja, como se ocorressem em uma base *pro rata*. A outra hipótese foi considerar que os pagamentos indevidos fossem realizados de forma integral no momento em que os contratos foram assinados. Em nenhum dos casos, realizar a baixa dos gastos adicionais capitalizados indevidamente impactaria de forma material os períodos anteriores apresentados para fins comparativos.

A Companhia ainda não recuperou nenhum valor referente aos pagamentos indevidos feitos por fornecedores e não pode estimar de forma confiável qualquer valor recuperável nesse momento. Qualquer valor recuperável será reconhecido como resultado quando recebido (ou quando sua realização se tornar praticamente certa).

Conforme mencionado anteriormente, a Petrobras acredita que, de acordo com o IAS 16, os valores que foram pagos a mais em decorrência do referido *esquema de pagamentos indevidos* não deveriam ter sido incluídos no custo histórico do seu ativo imobilizado. Assim, nos termos da legislação tributária brasileira, esta baixa é considerada uma perda resultante de uma atividade ilícita e sujeita ao andamento das investigações a fim de determinar a extensão real das perdas antes que possam ser consideradas despesas dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social.

Como resultado, em 30 de setembro de 2014, não era possível para a Companhia estimar os valores que poderiam ser considerados como despesas dedutíveis ou o prazo em que poderiam ser compensados. Desta forma, não foi constituído imposto de renda diferido sobre os pagamentos indevidos.

A Companhia considerou cuidadosamente todas as informações disponíveis e, conforme indicado anteriormente, não acredita que novas informações oriundas das investigações pelas autoridades brasileiras, da investigação interna independente por escritórios de advocacia, ou de novas comissões internas de apuração que venham a ser constituídas (ou revisões das comissões internas já concluídas) poderão impactar ou mudar de forma relevante a metodologia adotada. Não obstante esta expectativa, a Companhia monitorará continuamente as investigações para obter informações adicionais e avaliará seu potencial impacto sobre os ajustes realizados.

O efeito total dos ajustes apurados, conforme descrito acima, por Área de Negócio, é apresentado a seguir:

"Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente"	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Distribuição	Internacional	Corporativo	Valor Total
Esquema de pagamentos indevidos:							
Valor total dos contratos (*)	25.573	45.233	8.663	309	307	1.355	81.440
Estimativa do valor total de gastos adicionais (3%)	767	1.358	260	9	9	41	2.444
Pagamentos não relacionados ao *esquema de pagamentos indevidos* (fora do *cartel*)	57	–	4	–	–	–	61
	824	1.358	264	9	9	41	2.505
Reversão da depreciação dos referidos ativos	(35)	(81)	(21)	–	–	(4)	(141)
Impacto no ativo imobilizado	789	1.277	243	9	9	37	2.364
Baixa de créditos fiscais referentes aos ativos impactados (**)	15	121	23	–	–	4	163
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	804	1.398	266	9	9	41	2.527

(*) Inclui US$ 17.999 referentes a valores de contrato cujos pagamentos serão realizados após 30 de setembro de 2014.
(**) Baixa de créditos fiscais que não serão aproveitados.

A Companhia fez uma análise de sensibilidade, considerando que aproximadamente 26% das baixas de gastos adicionais capitalizados indevidamente estão relacionadas a ativos que sofreram baixas por *impairment* no quarto trimestre de 2014. Excluindo esses ativos, um aumento ou redução de 1% no percentual aplicável de gastos adicionais impostos pelos fornecedores ocasionaria um aumento ou redução de US$ 603 nos valores das baixas. No entanto, conforme indicado anteriormente, a Companhia entende que utilizou as premissas mais adequadas à apuração dos impactos do *esquema de pagamentos indevidos* e não tem evidências que indiquem a possibilidade de qualquer diferença material com relação aos valores que foram baixados.

3.3. Mudanças no contexto atual dos negócios

Mudanças no contexto dos negócios da Companhia e o impacto da "Operação Lava Jato" estimularam uma revisão das perspectivas futuras da Companhia e, consequentemente, levaram à necessidade de redução do ritmo de seus investimentos.

A capacidade de a Companhia investir seus recursos disponíveis tem sido limitada em função da redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo e em função da desvalorização do Real, que faz com que a necessidade de caixa para cumprir com o serviço de suas dívidas em moeda estrangeira no curto prazo aumente. Por diversas razões, incluindo o ambiente político e econômico atual do Brasil, a Petrobras não tem sido capaz de acessar o mercado de capitais. Outras fontes de financiamento disponíveis são limitadas e, de qualquer forma, seriam insuficientes para corresponder às suas necessidades de investimento. A Companhia também enfrenta uma carência de fornecedores e empreiteiras qualificados, como resultado das restrições criadas para os fornecedores como reflexo das investigações da "Operação Lava Jato".

Como resultado, a Companhia recentemente decidiu postergar ou suspender a conclusão de alguns ativos e projetos incluídos em seu orçamento de capital que contribuem pouco para sua geração de caixa operacional e que foram impactados por complicações decorrentes de insolvência das empreiteiras e fornecedores, além da carência de fornecedores qualificados disponíveis (como reflexo das investigações da "Operação Lava Jato" ou por outros motivos). Essas mudanças tiveram um impacto significativo no teste de *impairment* da Companhia, conforme descrito na nota 14.

3.4. Investigações envolvendo a Companhia

A Petrobras não é um dos alvos das investigações da "Operação Lava Jato". Em 21 de novembro de 2014, a Petrobras recebeu uma intimação (*subpoena*) da *Securities and Exchange Commission* (SEC) requerendo documentos relativos à Companhia. A Companhia tem atendido às solicitações oriundas da *subpoena* e pretende continuar contribuindo, em conjunto com os escritórios de advocacia brasileiro e norte-americano contratados para realizar uma investigação interna independente.

3.5. Ações judiciais envolvendo a Companhia

A nota 30 apresenta informações sobre as ações coletivas (*class actions*) e outros processos judiciais da Companhia.

4. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo foram aplicadas de maneira consistente pela Companhia nas demonstrações contábeis consolidadas apresentadas.

4.1. Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas abrangem informações da Petrobras, e das suas controladas, operações controladas em conjunto e entidades estruturadas consolidadas.

O controle é obtido quando a Petrobras possui: i) poder sobre a investida; ii) exposição a, ou direitos sobre, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a investida; e iii) a capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor de seus retornos.

As empresas subsidiárias e controladas são consolidadas a partir da data em que o controle é obtido até a data em que esse controle deixa de existir, utilizando práticas contábeis consistentes às adotadas pela Companhia.

A nota 11 apresenta as empresas consolidadas, juntamente com outras investidas diretas.

A Petrobras não tem participação acionária em suas entidades estruturadas consolidadas e o controle não é determinado por direito a voto, mas sim pelo poder que a Companhia tem sobre as atividades operacionais relevantes dessas entidades. As entidades estruturadas consolidadas são:

Entidades estruturadas consolidadas	**País**	**Principal segmento de atuação**
Charter Development LLC – CDC (i)	E.U.A	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast
PDET Offshore S.A.	Brasil	E&P
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

(i) Empresas sediadas no exterior com demonstrações contábeis elaboradas em moeda estrangeira.

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado corresponde à soma dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua função, complementada com as eliminações das operações realizadas entre empresas consolidadas, bem como dos saldos e resultados não realizados economicamente entre as referidas empresas.

4.2. Informações por segmento de negócio

As informações contábeis por segmento operacional (área de negócio) da Companhia são elaboradas com base em itens atribuíveis diretamente ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

Na apuração dos resultados segmentados são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre as áreas de negócio, sendo estas valoradas por preços internos de transferência definidos entre as áreas e com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado.

As informações por área de negócio na Companhia estão segmentadas nas seguintes áreas:

a) Exploração e Produção (E&P): abrange as atividades de exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo, LGN (líquido de gás natural) e gás natural no Brasil, objetivando atender, prioritariamente, as refinarias do país e, ainda, comercializando nos mercados interno e externo o excedente de petróleo, bem como derivados produzidos em suas plantas de processamento de gás natural, atuando, também, de forma associada com outras empresas em parcerias.

b) Abastecimento: contempla as atividades de refino, logística, transporte e comercialização de derivados e petróleo, exportação de etanol, extração e processamento de xisto, além das participações em empresas do setor petroquímico no Brasil.

c) Gás e Energia: engloba as atividades de transporte e comercialização do gás natural produzido no país ou importado, de transporte e comercialização de GNL (gás natural liquefeito), de geração e comercialização de energia elétrica, assim como as participações societárias em transportadoras e distribuidoras de gás natural e em termoelétricas no Brasil, além de ser responsável pelos negócios com fertilizantes.

d) Biocombustível: contempla as atividades de produção de biodiesel e seus co-produtos e as atividades de etanol, através de participações acionárias, da produção e da comercialização de etanol, açúcar e o excedente de energia elétrica, gerado a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

e) Distribuição: esse segmento inclui as atividades da Petrobras Distribuidora S.A., que opera através de sua própria rede varejista e de canais atacadistas para comercializar petróleo, etanol e gás natural veicular no Brasil para clientes varejistas, comerciais e industriais, além de outros distribuidores de combustíveis.

f) Internacional: abrange as atividades de exploração e produção de petróleo e gás, de abastecimento, de gás e energia e de distribuição, realizadas no exterior, em diversos países das Américas, África, Europa e Ásia.

No grupo de órgãos corporativos são alocados os itens que não podem ser atribuídos às demais áreas, notadamente aqueles vinculados à gestão financeira corporativa, o overhead relativo à Administração Central e outras despesas, inclusive as atuariais referentes aos planos de pensão e de saúde destinados aos aposentados e beneficiários.

4.3. Instrumentos financeiros

4.3.1. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, vencíveis em até três meses, contados da data da contratação original, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e com risco insignificante de mudança de valor.

4.3.2. Títulos e valores mobiliários

Investimentos em títulos e valores mobiliários compreendem investimentos em títulos de dívida e patrimônio. Estes instrumentos são inicialmente mensurados ao valor justo, são classificados de acordo com a intenção da Companhia e mensurados subsequentemente conforme abaixo:

- Valor justo por meio do resultado: Incluem títulos adquiridos ou incorridos principalmente para a finalidade de venda ou de recompra em prazo muito curto. São mensurados subsequentemente à aquisição ao valor justo cujas alterações no valor justo são reconhecidas no resultado como receitas (despesas) financeiras.

- Mantidos até o vencimento: Incluem títulos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem intenção e capacidade de manter até o vencimento. São mensurados subsequentemente à aquisição pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva.

- Disponíveis para venda: Incluem títulos não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou que não são classificados em nenhuma outra categoria. São mensurados subsequentemente ao valor justo cujas alterações são reconhecidas em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido, e reclassificadas para resultado quando o instrumento é desreconhecido ou realizado.

Alterações subsequentes de valor atribuíveis à receita de juros ou variações na taxa de câmbio ou indexação da inflação (índice de preços) são reconhecidas no resultado para todas as categorias, quando aplicáveis.

4.3.3. Contas a receber

São contabilizados inicialmente pelo valor justo da contraprestação a ser recebida e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método da taxa de juros efetiva, sendo deduzidas as perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) e crédito de liquidação duvidosa.

A Companhia reconhece as perdas em créditos de liquidação duvidosa quando existe evidência objetiva de perda no valor recuperável, como resultado de um ou mais eventos que ocorreram após o reconhecimento inicial do ativo, que impactam os fluxos de caixa futuros estimados e que possam ser confiavelmente estimadas. A perda é reconhecida no resultado como despesa de vendas.

4.3.4. Financiamentos

São inicialmente reconhecidos pelo valor justo menos os custos de transação incorridos e, após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se do método da taxa de juros efetiva.

4.3.5. Instrumentos financeiros derivativos

Instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente ao valor justo.

Ganhos ou perdas resultantes das alterações no valor justo são reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para contabilidade de *hedge (hedge accounting)*.

4.3.6. Contabilidade de *hedge*

No início da contabilidade de *hedge*, a Companhia elabora documentação formal da relação de *hedge* e do objetivo e estratégia da gestão de risco.

As relações de *hedge* que se qualificam como *hedge accounting* são: (i) *hedge* de valor justo, quando se refere a *hedge* de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme; e (ii) *hedge* de fluxos de caixa, quando se refere a *hedge* de exposição à variabilidade nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável.

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo, os ganhos ou perdas resultantes da mensuração ao valor justo do instrumento e do objeto de *hedge* são reconhecidos no resultado.

Para *hedge*s qualificados como de fluxo de caixa, a Companhia designa instrumentos financeiros derivativos e não-derivativos, sendo a parcela efetiva dos ganhos e perdas decorrentes das variações do valor justo reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e transferida para o resultado financeiro quando o item protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado financeiro do período.

Quando um instrumento de *hedge* vence ou é liquidado antecipadamente, quando um *hedge* não atende mais aos critérios de contabilização de *hedge* ou quando a Administração decide revogar a designação de *hedge accounting*, o ganho ou perda acumulado permanece reconhecido no patrimônio. A reclassificação do ganho ou perda para o resultado é realizada quando a transação prevista ocorre. Quando não se espera mais que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda acumulado no patrimônio é imediatamente transferido para a demonstração do resultado.

4.4. Estoques

Os estoques são mensurados pelo seu custo médio ponderado de aquisição ou de produção e compreende, principalmente, petróleo bruto, intermediários e derivados de petróleo, assim como gás natural e gás natural liquefeito (GNL), fertilizantes e biocombustíveis, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de realização líquido.

Os estoques de petróleo e GNL podem ser comercializados em estado bruto, assim como consumidos no processo de produção de seus derivados e/ou utilizados para geração de energia, respectivamente.

Os intermediários são formados por correntes de produtos que já passaram por pelo menos uma unidade de processamento, mas ainda necessitam ser processados, tratados ou convertidos para serem disponibilizados para venda.

Os biocombustíveis compreendem, principalmente, os saldos de estoques de etanol e biodiesel.

Materiais e suprimentos para manutenção e outros representam, principalmente, insumos de produção e materiais de operação e consumo que serão utilizados nas atividades da Companhia, exceto matérias-primas, e estão demonstrados ao custo médio de compra, que não excede ao de reposição.

O valor de realização líquido compreende o preço de venda estimado no curso normal dos negócios, menos os custos estimados de conclusão e aqueles necessários para a realização da venda.

Os estoques incluem as importações em andamento, que são demonstradas ao custo identificado.

4.5. Investimentos societários

Coligada é a entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas. A definição de controle é apresentada na nota explicativa 4.1.

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio.

Lucro ou prejuízo, ativos e passivos relacionados com um empreendimento conjunto e coligadas são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial. Para operações em conjunto (*joint operation*), a Companhia reconhece a participação dos seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nessas operações.

As demonstrações financeiras das *joint ventures* e coligadas são ajustadas para assegurar consistência com as políticas adotadas pela Petrobras.

Os dividendos recebidos provenientes desses investimentos societários são registrados como uma redução do valor dos respectivos investimentos.

4.6. Combinação de negócios e ágio

O método de aquisição é aplicado para as transações onde ocorre a obtenção de controle. Transações envolvendo empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo. O montante pago, acima desse valor deve ser reconhecido como ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*). Quando o custo de aquisição for menor que o valor justo dos ativos líquidos adquiridos, um ganho proveniente de compra vantajosa é reconhecido no resultado.

As alterações de participação em subsidiárias que não resultam em perda de controle da subsidiária representam transações de patrimônio. Qualquer excedente dos valores pagos/recebidos sobre o valor contábil da participação acionária adquirida/alienada é reconhecido no patrimônio líquido como alteração de participação em subsidiárias.

4.7. Gastos com exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural

Os gastos incorridos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são contabilizados de acordo com o método dos esforços bem sucedidos, conforme a seguir:

- Gastos relacionados com atividades de geologia e geofísica são reconhecidos como despesas no período em que são incorridos.

- Valores relacionados à obtenção de direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados.

- Custos de exploração diretamente associados à perfuração de poços são inicialmente capitalizados no ativo imobilizado até que sejam constatadas ou não reservas provadas relativas ao poço. Os custos posteriores à perfuração do poço continuam a ser capitalizados desde que o volume de reservas descobertos justifique o seu reconhecimento futuro como poço produtor e estudos das reservas e da viabilidade econômica e operacional do empreendimento estiverem em curso. Uma comissão interna de executivos técnicos da Petrobras revisa mensalmente as condições de cada poço, levando-se em consideração os dados de geologia, geofísica e engenharia, condições econômicas, métodos operacionais e regulamentações governamentais.

- Poços exploratórios secos ou sem viabilidade econômica e os demais custos vinculados às reservas não comerciais são reconhecidos como despesa no período, quando identificados como tal.

- Todos os custos incorridos com o esforço de desenvolver a produção de uma área declarada comercial (com reservas provadas e economicamente viáveis) são capitalizados no ativo imobilizado. Incluem-se nessa categoria os custos com poços de desenvolvimento; com a construção de plataformas e plantas de processamento de gás; com a construção de equipamentos e facilidades necessárias à extração, manipulação, armazenagem,

processamento ou tratamento do petróleo e gás; e com a construção dos sistemas de escoamento do óleo e gás (dutos), estocagem e descarte dos resíduos.

4.8. Imobilizado

Está demonstrado pelo custo de aquisição ou custo de construção, que representa os custos para colocar o ativo em condições de operação, bem como pelo valor presente dos custos estimados com desmontagem e remoção do imobilizado e de restauração do local no qual este está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*).

A condição para continuar operando certos itens do ativo imobilizado, tais como unidades industriais, unidades marítimas e embarcações é realizando inspeções e manutenção regulares. Esses gastos são capitalizados caso os critérios de reconhecimento sejam atendidos ou de outra forma debitados quando incorridos. Esses gastos são depreciados pelo período previsto até a próxima grande manutenção.

As peças de reposição e sobressalentes com vida útil superior a um ano e que só podem ser utilizadas em conexão com itens do ativo imobilizado são reconhecidas e depreciadas durante a vida útil do imobilizado a que se referem.

Os encargos financeiros de empréstimos obtidos, quando diretamente atribuíveis à aquisição ou à construção de ativos, são capitalizados como parte dos custos desses ativos. Os encargos financeiros sobre recursos captados sem destinação específica, utilizados com propósito de obter um ativo qualificável, são capitalizados pela taxa média dos empréstimos vigente durante o período, aplicada sobre o saldo de obras em andamento. Esses custos são amortizados ao longo das vidas úteis estimadas ou pelo método das unidades produzidas dos respectivos ativos. A Companhia suspende a capitalização dos encargos financeiros dos ativos qualificáveis cujo desenvolvimento esteja suspenso por longos períodos.

Exceto os ativos cuja vida útil seja inferior à vida útil do campo, os quais são depreciados pelo método linear, a depreciação, exaustão e amortização de unidades provadas produtoras de petróleo e gás são contabilizadas pelo método de unidade de produção.

Ativos com vida útil inferior à vida útil do campo, plataformas móveis e ativos não relacionados diretamente à produção de petróleo e gás são depreciados pelo método linear.

O método de unidade de produção da depreciação (amortização) é calculado com base na unidade de produção (produção mensal) da reserva provada desenvolvida de petróleo e gás, aplicado campo a campo.

A amortização dos valores pagos pela obtenção de concessões para a exploração de petróleo e gás natural de propriedades produtoras, tais como bônus de assinatura (custos de aquisição capitalizados) e custos de aquisição relativos ao Contrato de Cessão, referentes ao direito de prospecção e atividades de perfuração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos localizados em blocos na área do pré-sal ("Cessão Onerosa") é reconhecida utilizando o método de unidade de produção, calculado com base nas unidades de produção sobre o total das reservas provadas de petróleo e gás, aplicado campo a campo.

Os terrenos não são depreciados. Os outros bens do imobilizado são depreciados pelo método linear com base nas vidas úteis estimadas, que estão demonstradas por classe de ativo na nota explicativa 12.

4.9. Intangível

Está demonstrado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*). É composto por direitos e concessões que incluem, principalmente, bônus de

assinatura pagos pela obtenção de concessões para exploração de petróleo ou gás natural (custos capitalizados de aquisição); concessões de serviços públicos; marcas; patentes; softwares e ágio.

Os bônus de assinatura pagos para a obtenção de concessões para a exploração de petróleo e gás natural são inicialmente capitalizados no intangível e transferidos para o imobilizado quando da declaração de comercialidade. Os custos de aquisição do Contrato de Cessão foram reclassificados para o imobilizado em 2013 e 2014. Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia apresentou a declaração de comercialidade da última área do contrato à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Os bônus de assinatura não são amortizados até serem transferidos para o imobilizado.

Os ativos intangíveis com vida útil definida, que não os valores pagos para obtenção de concessões para exploração de petróleo e gás natural de propriedades produtoras, são amortizados durante a vida útil do ativo segundo o método linear.

Ativos intangíveis gerados internamente não são capitalizados, sendo reconhecidos como despesa no resultado do período em que foram incorridos, exceto os gastos com desenvolvimento que atendam aos critérios de reconhecimento relacionados à conclusão e uso dos ativos, geração de benefícios econômicos futuros, dentre outros.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida não são amortizados, mas são testados anualmente em relação a perdas por redução ao valor recuperável, individualmente ou no nível da unidade geradora de caixa. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se essa avaliação continua a ser justificável. Caso contrário, a mudança na vida útil de indefinida para definida é feita de forma prospectiva.

4.10. Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

A Companhia avalia os ativos do imobilizado e do intangível com vida útil definida quando há indicativos de não recuperação do seu valor contábil. Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural e aqueles que têm uma vida útil indefinida, como o ágio (*goodwill*), oriundos de uma combinação de negócios, têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Na aplicação do teste de redução ao valor recuperável de ativos, o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa é comparado com o seu valor recuperável. Sempre que o valor recuperável for menor do que o valor contábil, a perda por redução ao valor recuperável do ativo é reconhecida para reduzir o valor contábil ao valor recuperável. O valor recuperável é o maior valor entre o valor líquido de venda de um ativo e seu valor em uso. Considerando-se as particularidades dos ativos da Companhia, o valor recuperável utilizado para avaliação do teste de redução ao valor recuperável é o valor em uso. Considerando a especificidade dos ativos da Companhia, o valor em uso é geralmente empregado pela Companhia para fins de teste de “impairment”, exceto quando especificamente indicado.

O valor em uso é estimado com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes do uso contínuo dos respectivos ativos, considerando as melhores estimativas da Companhia. Os fluxos de caixa são ajustados pelos riscos específicos e utilizam taxas de desconto pré-imposto, que derivam do custo médio ponderado de capital (WACC) pós-imposto. As principais premissas dos fluxos de caixa são: preços baseados no último plano estratégico divulgado, curvas de produção associadas aos projetos existentes no portfólio da Companhia, custos operacionais de mercado e investimentos necessários para realização dos projetos.

Essas avaliações são efetuadas ao menor nível de ativos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis. Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural são revisados anualmente (ou quando há indicação de que o valor contábil pode não ser recuperável), campo a campo, para identificação de possíveis perdas na recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado.

A reversão de perdas reconhecidas anteriormente é permitida, exceto com relação à redução no valor do ágio (*goodwill)*.

4.11. Arrendamentos mercantis

Os arrendamentos mercantis que transferem substancialmente todos os riscos e benefícios sobre o ativo objeto do arrendamento são classificados como arrendamento financeiro.

Para os arrendamentos mercantis financeiros em que a Companhia é a arrendatária, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo do item arrendado, ou se inferior, ao valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento mercantil, ambos determinados no início do arrendamento.

Ativos arrendados capitalizados são depreciados na mesma base que a Companhia utiliza os ativos que possui propriedade. Quando não há uma certeza razoável que a Companhia irá obter a propriedade do bem ao final do contrato, os ativos arrendados são depreciados pelo menor prazo entre a vida útil estimada do ativo e o prazo do contrato.

Quando a Companhia é arrendadora do bem, constitui-se contas a receber por valor igual ao investimento líquido no arrendamento mercantil.

Os arrendamentos mercantis nos quais uma parte significativa dos riscos e benefícios de propriedade permanecem com o arrendador são classificados como operacionais e os pagamentos são reconhecidos como despesa no resultado durante o prazo do contrato.

Pagamentos contingentes são reconhecidos como despesas quando incorridos.

4.12. Ativos classificados como mantidos para venda

Os ativos e eventuais passivos associados são classificados como mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de uma venda. Essa condição só é alcançada quando a alienação for aprovada pela Administração da Companhia, o ativo estiver disponível para venda imediata em suas condições atuais existir a expectativa de que a venda ocorra em até 12 meses após a classificação como disponível para venda.

Entretanto, eventos ou circunstâncias podem estender o período de conclusão da venda além de um ano. A extensão do período exigido para concluir uma venda não impede um ativo (ou grupo de alienação) de ser classificado como disponível para venda caso o atraso seja causado por eventos ou circunstâncias que vão além do controle da Companhia e com evidências suficientes de que continua comprometida com seu plano de vender os ativos (ou grupos de alienação).

Estes ativos e seus passivos associados devem ser mensurados pelo menor valor entre o contábil e o valor justo líquido das despesas de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

4.13. Custo de desmobilização

Representam os gastos futuros com a obrigação para recuperar o meio ambiente e para desmobilizar e desativar as unidades produtivas, em função da exaustão da área explorada ou da suspensão permanente das atividades na área por razões econômicas.

São reconhecidos no Imobilizado pelo seu valor presente e revisados anualmente, descontada a uma taxa ajustada ao risco, como parte do valor dos ativos que lhes deu origem, desde que exista obrigação legal e seu

valor possa ser estimado em bases confiáveis, tendo como contrapartida o registro de uma provisão no passivo da Companhia. Os juros incorridos pela atualização da provisão estão classificados como despesas financeiras. As estimativas de desmantelamento de área são amortizadas nas mesmas bases dos ativos principais.

As obrigações futuras com desmobilização da área de produção de petróleo e gás ficam passíveis de registro após as declarações de comercialidade que deram origem aos campos de produção e são revisadas anualmente. Os custos de desmobilização relacionados com as reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas são depreciados adotando-se o método de unidade de produção, calculado com base na unidade de produção das reservas provadas de petróleo e gás desenvolvidas, aplicado campo a campo.

4.14. Provisões, ativos e passivos contingentes

As provisões são reconhecidas quando existir uma obrigação presente como resultado de um evento passado e seja provável que uma saída de recursos incluindo benefícios econômicos será necessária para liquidar a obrigação, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável.

Os ativos contingentes não são reconhecidos contabilmente nas demonstrações contábeis.

Os passivos contingentes para os quais as chances de perda são consideradas possíveis ou que não são razoavelmente estimáveis não são reconhecidas nas demonstrações financeiras, porém são divulgadas, a menos que a esperada saída de recursos incluindo benefícios econômicos seja considerada remota.

4.15. Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social do período compreendem os impostos correntes e diferidos.

a) Imposto de renda e contribuição social correntes

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adotou o Regime Tributário de Transição (RTT) para excluir impactos potenciais da adoção dos IFRS na determinação do lucro tributável. O RTT se baseia nos regulamentos societários e fiscais brasileiros e nos princípios contábeis em 31 de dezembro de 2007. Portanto, o lucro tributável difere do lucro contábil devido a determinados ajustes exigidos pelos regulamentos fiscais.

A lei 12.973 de 13 de maio de 2014 revogou o RTT e estabeleceu um novo regime tributário, obrigatório para 2015 e opcional para 2014. Como a Companhia não optou pelas das proposições contidas na lei para o exercício de 2014, elas mantem as disposições relativas ao RTT para o exercício corrente.

A Companhia não espera que a adoção do novo regime tributário resulte em impactos materiais no resultado ou nas demonstrações contábeis consolidadas.

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados com base no lucro tributável aplicando-se alíquotas vigentes no final do período que está sendo reportado.

b) Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos e contribuições diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias entre a base tributária de um ativo ou passivo e seu valor contábil. O passivo fiscal diferido é geralmente reconhecido em todas as diferenças temporárias tributáveis. O ativo fiscal diferido é geralmente reconhecido em todas as diferenças temporárias dedutíveis e compensado de prejuízos ou créditos tributários não utilizados na proporção da

probabilidade de que lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias dedutíveis possam ser usadas.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados aplicando-se alíquotas que se espera que sejam aplicáveis no período quando for realizado o ativo ou liquidado o passivo, com base nas alíquotas (e legislação fiscal) que estejam em vigor ao final do período que está sendo reportado.

O imposto de renda e a contribuição social correntes e diferidos são apresentados líquidos, por entidade contribuinte.

4.16. Benefícios concedidos a empregados (pós-emprego)

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria definidos e os de assistência médica são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente (a fim de atualizar alterações significativas nas premissas e estimativas atuariais de benefícios futuros esperados), de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido do valor justo dos ativos do plano, quando aplicável, dos quais as obrigações devem ser diretamente liquidadas.

As premissas atuariais incluem: estimativas demográficas e econômicas, estimativas dos custos médicos, bem como dados históricos sobre as despesas e contribuições dos funcionários.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final.

Mudanças na obrigação de benefício definido líquido (ativo) são reconhecidos quando incorridos da seguinte maneira: i) custo do serviço e juros líquidos, no resultado do exercício, e ii) remensurações, em outros resultados abrangentes.

O custo do serviço compreende: i) custo do serviço corrente, que é o aumento no valor presente da obrigação de benefício definido resultante do serviço prestado pelo empregado no período corrente; ii) custo do serviço passado, que é a variação no valor presente da obrigação de benefício definido por serviço prestado por empregados em períodos anteriores, resultante de alteração (introdução, mudanças ou o cancelamento de um plano de benefício definido) ou de redução (uma redução significativa, pela entidade, no número de empregados cobertos por um plano); e iii) qualquer ganho ou perda na liquidação (*settlement*).

Juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido é a mudança, durante o período, no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido resultante da passagem do tempo.

Novas avaliações do valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido, reconhecidas no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, compreendem: i) ganhos e perdas atuariais; ii) retorno sobre os ativos do plano, menos a receita de juros auferida por esses ativos; e iii) qualquer mudança no efeito do teto de ativo (*asset ceiling*), menos os valores de juros sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido.

A Companhia contribui para os planos de contribuição definida, cujos percentuais são baseados na folha de pagamento, sendo essas contribuições levadas ao resultado quando incorridas.

4.17. Capital social e remuneração aos acionistas

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações (custos de emissão de ações) são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como deduções dos recursos, líquido de efeitos tributários.

Quando proposta pela Companhia, a remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio com base nos limites definidos em lei e no estatuto social da Companhia.

Os juros sobre o capital próprio é uma forma de distribuição de dividendos, dedutível para fins fiscais no Brasil à entidade que distribui os juros sobre o capital próprio. O benefício fiscal dos juros sobre o capital próprio é reconhecido no resultado do exercício.

4.18. Outros resultados abrangentes

São classificados como outros resultados abrangentes, os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros disponíveis para venda, *hedge* de fluxo de caixa e ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido, bem como o ajuste acumulado de conversão.

4.19. Subvenções e assistências governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas.

Quando se referir a um item de despesa, o benefício é reconhecido como receita ao longo do período de fruição, de forma sistemática, em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando se referir a um ativo, o benefício é reconhecido em conta de passivo como receita diferida, sendo alocada ao resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do item correspondente.

4.20. Reconhecimento de receitas, custos e despesas

A receita é reconhecida quando for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando seu valor puder ser mensurado de forma confiável, compreendendo o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços, líquida das devoluções, descontos, impostos e encargos sobre vendas.

As receitas com as vendas de petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis e outros produtos relacionados são reconhecidas no resultado quando a Companhia não mantém envolvimento continuado na gestão dos bens vendidos e tampouco efetivo controle sobre tais bens e todos os riscos e benefícios inerentes ao produto forem transferidos ao comprador, o que geralmente acontece no ato da entrega, de acordo com os termos do contrato de venda. As receitas de vendas de serviços de fretes e outros são reconhecidas em função de sua realização.

As receitas e despesas financeiras incluem principalmente receitas de juros sobre aplicações financeiras e títulos públicos, despesas com juros sobre financiamentos, ganhos e perdas com avaliação ao valor justo, de acordo com a classificação do título, além das variações cambiais e monetárias líquidas. As despesas financeiras excluem os custos com empréstimos atribuíveis às construções dos bens que necessitam de um período substancial de tempo para estar pronto para uso, que são capitalizados como parte do custo do ativo.

As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência.

5. Estimativas e julgamentos relevantes

A preparação das demonstrações financeiras consolidadas requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações e seus reflexos em ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e em outros fatores considerados relevantes, revisadas periodicamente pela Administração e cujos resultados reais podem diferir dos valores estimados.

A seguir são apresentadas informações apenas sobre práticas contábeis e estimativas que requerem elevado nível de julgamento ou complexidade em sua aplicação e que podem afetar materialmente a situação financeira e os resultados da Companhia.

5.1. Reservas de petróleo e gás natural

As reservas de petróleo e gás natural são calculadas tendo por base informações econômicas, geológicas e de engenharia, como perfis de poço, dados de pressão e dados de amostras de fluidos de perfuração, que são utilizadas para o cálculo das taxas de depreciação/exaustão/amortização no método de unidades produzidas e teste de recuperabilidade dos ativos (*impairment*).

A apuração dos volumes de reserva exige a aplicação de julgamentos e está sujeita a revisões anuais, ou em um intervalo menor, caso haja indício de alterações significativas, realizadas a partir de reavaliação de dados preexistentes e/ou novas informações disponíveis relacionadas à produção, reservatórios e geologia, bem como alterações em preços e custos utilizados. As revisões podem, também, resultar de alterações significativas na estratégia de desenvolvimento da Companhia ou da capacidade de produção de equipamentos e instalações.

A Companhia apura as reservas de acordo com os Critérios SEC (*Securities and Exchange Commission*) e ANP/SPE (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP/*Society of Petroleum Engineers-SPE*). As principais diferenças entre os critérios ANP/SPE e SEC são: preços de venda, critério de melhoria de recuperação, limites de áreas não perfuradas, limites de contato de fluidos, definições de reservatórios análogos usadas para estimar reservas e, no caso do Brasil, o prazo de concessão. Pelo Critério SEC, são estimadas apenas as Reservas Provadas, enquanto no Critério SPE são estimadas as reservas provadas e não provadas.

De acordo com as definições prescritas pela *Securities and Exchange Commission* (SEC), reservas provadas são as quantidades estimadas cujos dados de engenharia e geológicos demonstram, com razoável certeza, ser recuperáveis no futuro, a partir de reservatórios conhecidos e sob condições operacionais e econômicas existentes (preços e custos na data em que a estimativa é realizada) e normas governamentais. As reservas provadas são subdivididas em desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas provadas desenvolvidas podem ser recuperadas através dos poços existentes, com os equipamentos e métodos presentes.

Embora a Companhia entenda que as reservas provadas serão produzidas, as quantidades e os prazos de recuperação podem ser afetados por diversos fatores, que incluem a conclusão de projetos de desenvolvimento, o desempenho dos reservatórios, aspectos regulatórios e alterações significativas nos níveis de preço de petróleo e gás natural no longo prazo.

Outras informações sobre reservas são apresentadas nas informações complementares sobre atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

a) Impacto das reservas de petróleo e gás natural na depreciação, exaustão e amortização

Depreciação, exaustão e amortização são mensuradas com base em estimativas de reservas elaboradas por profissionais especializados da Companhia, de acordo com as definições estabelecidas pela SEC. Revisões das reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas impactam de forma prospectiva os valores da depreciação, exaustão e amortização reconhecidos nos resultados e os valores contábeis dos ativos de petróleo e gás natural.

Dessa forma, mantidas as demais variáveis constantes, uma redução na estimativa de reservas provadas aumentaria, prospectivamente, o valor de despesas com depreciação/exaustão/amortização, enquanto um incremento das reservas resultaria em redução da depreciação/exaustão/amortização.

Outras informações sobre depreciação e exaustão são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.2.

b) Impacto das reservas de petróleo e gás natural e preços no teste de *impairment*

Para avaliar a recuperabilidade dos ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural, a Companhia utiliza o valor em uso, conforme nota explicativa 4.10. Em geral, as análises baseiam-se em reservas provadas e reservas prováveis de acordo com os critérios estabelecidos pela ANP/SPE – *Society of Petroleum Engineers*.

A gestão da Companhia realiza avaliações contínuas dos ativos, analisando sua recuperabilidade, para as quais utiliza a estimativa dos volumes de reservas de petróleo e gás natural, além de preços estimados futuros de petróleo e gás natural.

Os ativos vinculados à exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural têm a recuperação do seu valor testada anualmente, independentemente de haver indicativos de perda de valor.

Os mercados de petróleo e gás natural têm um histórico de volatilidade de preços significativa e, embora, ocasionalmente, possa haver quedas expressivas, os preços, a longo prazo, tendem a continuar sendo ditados pela oferta de mercado e fundamentos de demanda. Os testes de recuperabilidade dos ativos (*impairment)* não apenas utilizam os preços de longo prazo previstos no planejamento, orçamento e nas decisões de investimento de capital da Companhia, os quais são considerados estimativas razoáveis em relação aos indicadores de mercado e às experiências passadas, mas também consideram a volatilidade de curto prazo nos preços de petróleo para a determinação dos primeiros anos do valor em uso.

Reduções nos preços futuros de petróleo e gás natural, que sejam consideradas tendência de longo prazo, bem como efeitos negativos decorrentes de mudanças significativas no volume de reservas, na curva de produção esperada, nos custos de extração ou nas taxas de desconto podem ser indícios da necessidade de realização de teste de *impairment*.

Outras informações sobre ativos relacionados à exploração e desenvolvimento de petróleo e gás natural são apresentadas nas notas explicativas 4.8 e 12.

5.2. Definição das unidades geradoras de caixa para testes de recuperabilidade de ativos (*Impairment*)

A definição das unidades geradoras de caixa - UGCs envolve julgamentos e avaliação por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão, e seus impactos sobre os resultados dos testes de recuperabilidade de ativos de longa duração podem ser significativos. As premissas apresentadas a seguir foram utilizadas de forma consistente pela companhia:

- UGCs da área de Exploração e Produção: campo ou polo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área.

- UGCs da área de Abastecimento: i) UGC Abastecimento: conjunto de ativos que compõem as refinarias, terminais e dutos, bem como os ativos logísticos operados pela Transpetro. A definição da UGC Abastecimento é baseada no conceito de integração e otimização do resultado, podendo as indicações do planejamento e as operações dos ativos privilegiarem uma determinada refinaria em detrimento de outra, buscando maximizar o desempenho global da UGC, sendo os dutos e terminais partes complementares e interdependentes dos ativos de refino, com o objetivo comum de atendimento ao mercado. Durante o trimestre findo em 31 de Dezembro de 2014, a Companhia excluiu ativos em construção no âmbito dos projetos do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) desta UGC, conforme nota explicativa 14; ii) UGC Petroquímica: ativos das plantas petroquímicas das empresas PetroquímicaSuape e Citepe; e iii) UGC Transporte: a unidade geradora de caixa desse segmento é definida pelos ativos da frota de navios da Transpetro.

- UGCs da área de Gás e Energia: i) UGC Gás Natural: conjunto de ativos que compõe a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais). A Companhia excluiu ativo em construção no âmbito do projeto da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III), conforme nota explicativa 14; e ii) UGC Energia: conjunto de ativos que compõe o portfólio de usinas termoelétricas (UTE).

- UGC da área de Distribuição: conjunto de ativos de distribuição, relacionados principalmente às atividades operacionais da Petrobras Distribuidora S.A.

- UGC da área de Biocombustível: i) UGC Biodiesel: conjunto de ativos que compõem as usinas biodiesel. A definição da UGC, com avaliação conjunta das usinas, reflete o processo de planejamento e realização da produção, considerando as condições do mercado nacional e a capacidade de fornecimentos de cada usina, assim como os resultados alcançados nos leilões e a oferta de matéria-prima; e ii) UGC Etanol: representadas por investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto do setor de etanol.

- UGC da Internacional: i) UGC Exploração e Produção Internacional: campo ou polo de produção de petróleo e gás, composto por um conjunto de ativos vinculados à exploração e ao desenvolvimento da produção da área; e ii) demais atividades da área internacional: definida ao menor nível de ativos para os quais exista fluxo de caixa identificável.

Os investimentos em coligada e em empreendimentos controlados em conjunto, incluindo o ágio (*goodwill*), são testados individualmente para fins de avaliação da sua recuperabilidade.

Outras informações sobre redução ao valor recuperável de ativos são apresentadas nas notas explicativas 4.10 e 14.

5.3. Benefícios de pensão e outros benefícios pós-emprego

Os compromissos atuariais e os custos com os planos de benefícios definidos de pensão e aposentadoria e os de assistência médica dependem de uma série de premissas econômicas e demográficas, dentre as principais utilizadas estão:

- Taxa de desconto - compreende a curva de inflação projetada com base no mercado mais juros reais apurados por meio de uma taxa equivalente que conjuga o perfil de maturidade das obrigações de pensão e saúde com a curva futura de retorno dos títulos de mais longo prazo do governo brasileiro; e

- Taxa de variação de custos médicos e hospitalares - premissa representada por conjunto projetado de taxas anuais considerando a evolução histórica dos desembolsos per capita do plano de saúde, observáveis nos últimos 5 anos, para definição de um ponto inicial da curva que decresce gradualmente em 30 anos para alcance do patamar de inflação geral da economia.

Essas e outras estimativas são revisadas anualmente e podem divergir dos resultados reais devido a mudanças nas condições de mercado e econômicas, além do comportamento real das premissas atuariais.

A análise de sensibilidade das taxas de desconto e de variação de custos médicos e hospitalares, assim como informações adicionais das premissas estão divulgadas na nota explicativa 22.

5.4. Estimativas relacionadas a processos judiciais e contingências

A Companhia é parte envolvida em diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais decorrente do curso normal de suas operações, cujas estimativas para determinar os valores das obrigações e a probabilidade de saída de recursos são realizadas pela Petrobras, com base em pareceres de seus assessores jurídicos e nos julgamentos da Administração.

Informações sobre processos provisionados e contingências são apresentadas na nota explicativa 30.

5.5. Estimativas de custos com obrigações de desmantelamento de áreas

A Companhia tem obrigações legais de remoção de equipamentos e restauração de áreas terrestres ou marítimas ao final das operações em locais de produção. As obrigações mais significativas de remoção de ativos envolvem a remoção e descarte das instalações offshore de produção de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. As estimativas de custos de futuras remoções e recuperações ambientais são realizadas com base nas informações atuais sobre custos e planos de recuperação esperados.

Os cálculos das referidas estimativas são complexos e envolvem julgamentos significativos, uma vez que as obrigações ocorrerão no longo prazo; que os contratos e regulamentações possuem descrições subjetivas das práticas de remoção e restauração e dos critérios a serem atendidos quando do momento da remoção e restauração efetivas; e que as tecnologias e custos de remoção de ativos se alteram constantemente, juntamente com as questões políticas, ambientais, de segurança e de relações públicas.

A Companhia está constantemente conduzindo estudos para incorporar tecnologias e procedimentos de modo a otimizar as operações de abandono, considerando as melhores práticas da indústria. Contudo, os prazos e os valores dos fluxos de caixa futuros estão sujeitos a incertezas significativas.

Outras informações sobre desmantelamento de áreas são apresentadas nas notas explicativas 4.13 e 20.

5.6. Valor justo dos instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo exige julgamento da existência ou não de ativos idênticos ou similares cotados em mercado ativo e, na sua ausência, do uso de metodologias alternativas de valoração que podem ser complexas e envolvem estimativas de preços futuros, taxas de juros de longo prazo e índices de inflação.

Outras informações sobre instrumentos financeiros derivativos são apresentadas nas notas explicativas 4.3.5 e 33.

5.7. Contabilidade de *hedge*

A identificação de relações de *hedge* entre objetos protegidos e os instrumentos de proteção (instrumentos financeiros derivativos e/ou não derivativos) envolve julgamentos críticos relacionados à efetiva existência da relação de proteção e da efetividade das mesmas. Ademais, a Companhia avalia continuamente o alinhamento entre as relações de *hedge* identificadas e os objetivos e estratégia de sua política de gestão de risco.

5.8. Ajustes decorrentes da Operação Lava Jato

5.8.1. Metodologia de estimativa

Como descrito na nota explicativa 3, a Companhia baixou US$ 2.527 no terceiro trimestre de 2014, referentes a custos capitalizados representando montantes pagos na aquisição de imobilizado em anos anteriores.

Para contabilizar esses ajustes, a Companhia desenvolveu uma metodologia descrita na nota explicativa 3. A Petrobras admite o grau de incerteza envolvido na referida metodologia de estimativa e, portanto desenvolveu uma análise de sensibilidade (descrita na nota explicativa 3) e continuará acompanhando os resultados das investigações em andamento e a disponibilização de outras informações relativas ao esquema de pagamentos indevidos e, se porventura se tornar disponível informação confiável que indique com suficiente precisão que as estimativas que a Companhia utilizou deveriam ser ajustadas, a Companhia avaliará se o ajuste é material e, caso seja, o reconhecerá.

Entretanto, como já discutido, a Companhia acredita que utilizou a metodologia mais apropriada para determinar os valores dos pagamentos indevidos capitalizados e não há evidência que indique a possibilidade de uma mudança material nos montantes baixados.

5.8.2. Abordagens consideradas pela Companhia, mas não adotadas

Os padrões internacionais de contabilidade (IFRS) permitem a utilização do modelo de reavaliação de ativos através do IAS 16 como forma de mensurar o valor contábil dos ativos imobilizados. Tal prática, contudo, não é permitida pela legislação brasileira e, dessa forma, foi desconsiderada como alternativa viável para que a Companhia realizasse a correção de seus ativos imobilizados para o impacto dos custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores.

A Companhia considerou também a possibilidade de utilizar um cálculo substituto (*proxy*) para quantificar os erros a serem corrigidos. A metodologia que seria utilizada envolveria determinar o justo valor dos ativos impactados por pagamentos indevidos e, para cada um desses ativos, a diferença entre o valor contábil e o valor justo seria considerada como uma estimativa do montante de custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores e utilizados para realizar pagamentos indevidos.

A abordagem não seria considerada como uma perda em função da redução no valor recuperável dos ativos impactados (*impairment*), uma vez que os ativos seriam avaliados a valor justo de forma individual e não dentro de unidades geradoras de caixa e, além disso, o valor recuperável não seria determinado pelo maior valor entre o valor justo e o valor em uso, mas apenas seria considerado o valor justo.

A Companhia contratou duas empresas globais reconhecidas internacionalmente como avaliadores independentes, para determinar o valor justo da maior parte dos ativos impactados, utilizando a técnica mais adequada de acordo com a natureza dos ativos e informações disponíveis.

Para 31 ativos avaliados, o valor justo se mostrou inferior ao valor contábil, num total de US$ 36,1 bilhões e para 21 ativos, o valor justo se mostrou acima do valor contábil, totalizando US$ 11,1 bilhões. Conforme indicado anteriormente, a diferença entre valor justo e valor contábil seria conceitualmente atribuída aos pagamentos indevidos.

Contudo, após a elaboração do cálculo, verificou-se que a diferença entre valor justo e valor contábil era significativamente superior a qualquer estimativa razoável do total de pagamentos indevidos descobertos no âmbito das investigações da "Operação Lava Jato". A diferença entre o valor justo e o valor contábil seria oriunda, em sua maior parte, não dos pagamentos indevidos, mas de diversos outros fatores (tanto de cunho

metodológico quanto resultantes do ambiente de negócios atual), que não podem ser individualmente quantificados, mas incluem:

- o valor justo dos ativos foi mensurado de forma individualizada (*stand-alone basis*), desconsiderando os ganhos obtidos pela Companhia por utilizá-los de forma integrada, havendo transferência de valor de um ativo para outro, dependendo da forma como eles são operados, na busca de maximizar o resultado global do conjunto de ativos, em detrimento de otimizar o resultado individual de cada ativo (principalmente no caso dos ativos de refino). Tais ganhos são capturados no conceito de unidades geradoras de caixa (UGCs) para fins de teste de *impairment* e muitos dos ativos impactados fazem parte de UGCs nas quais ativos são agrupados;

- a taxa de desconto utilizada pelos avaliadores considera um prêmio de risco relacionado à aquisição de um ativo isolado por um terceiro que o adquiriria em um ambiente fortemente dominado por um único *player* com grande escala (a Petrobras). Isso seria aplicável para novos projetos de investimento, mas não para determinar o valor em uso de ativos que já fazem parte do portfólio da Companhia;

- mudanças em variáveis econômicas e financeiras (taxas de câmbio, taxa de desconto, medidas de risco e custo de capital);

- mudanças nas estimativas de preços e margens dos insumos;

- mudanças nas projeções de preço, margem e demanda por produtos vendidos em função de mudanças nas condições de mercado atuais;

- mudanças nos preços de equipamentos e insumos, salários e outros custos correlatos;

- impacto dos requerimentos relacionados à obrigatoriedade de utilização de conteúdo local; e

- problemas no planejamento de projetos (principalmente aqueles envolvendo as áreas de Engenharia e Abastecimento).

Dessa forma, a Companhia concluiu que utilizar o cálculo de valor justo como um substituto (ou *proxy*) para ajustar seus ativos imobilizados não teria sido apropriado, uma vez que o ajuste incluiria elementos que não possuiriam relação direta com os custos adicionais impostos pelas empreiteiras e fornecedores e utilizados para realizar pagamentos indevidos.

5.9. Perdas em crédito de liquidação duvidosa

São monitoradas regularmente pela Administração, sendo constituídas em montante considerado suficiente para cobrir perdas na realização das contas a receber. As evidências de perdas consideradas na avaliação incluem: casos de dificuldades financeiras significativas, inclusive de setores específicos, cobrança judicial, pedido de falência ou recuperação judicial e outros.

Outras informações sobre perdas em crédito de liquidação duvidosas são apresentadas na nota explicativa 8.

6. Novas normas e interpretações

a) IASB - *International Accounting Standards Board*

Durante o exercício de 2014, a seguinte norma emitida pelo IASB entrou em vigor, e não impactou materialmente as demonstrações contábeis da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014:

- IFRIC 21 - "Tributos". A IFRIC 21 é uma interpretação do IAS 37, Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, que especifica quando uma entidade deve reconhecer um tributo a pagar, requerimento para que a entidade tenha uma obrigação presente decorrente de um evento passado (conhecida fato gerador). Esta interpretação esclarece que o fato gerador da obrigação que dá origem a obrigação de pagar o tributo é a atividade descrita na legislação pertinente que desencadeia o pagamento do tributo.

As principais normas e alterações emitidas pelo IASB que ainda não entraram em vigor e não tiveram sua adoção antecipada pela Companhia até 31 de dezembro de 2014 são as seguintes:

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Emenda ao IFRS 11 "Negócios em Conjunto"	Determina que uma entidade que adquire participação em uma operação em conjunto (IFRS 11) que atende a definição de um negócio (IFRS 3), contabilize a aquisição seguindo os mesmos princípios usados em combinações de negócios.	1º de janeiro de 2016
Emenda ao IFRS 10 "Demonstrações Consolidadas" e IAS 28 "Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto"	O ganho ou perda total é reconhecido quando uma transação envolve um negócio (conforme definido no IFRS 3). Um ganho ou uma perda parcial é reconhecido quando uma transação envolve ativos que não constituem um negócio, mesmo se aqueles ativos encontram-se em uma subsidiária.	1º de janeiro de 2016
IFRS 15 – "Receita proveniente de Contratos com os clientes"	Estabelece as exigências para reconhecimento da receita, avaliação e divulgação. De acordo com o IFRS 15, a receita é reconhecida quando um cliente obtém controle de um bem ou serviço. A norma altera o modelo atual, com base no qual a receita é reconhecida quando riscos e vantagens inerentes à propriedade são substancialmente transferidos. Além disso, o IFRS 15 fornece orientações para o reconhecimento da receita em casos mais complexos.	1º de janeiro de 2017
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	Simplifica o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. O IFRS 9 Institui novos requisitos relacionados a contabilidade de hedge. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável.	1º de janeiro de 2018

Quanto às emendas e novas normas listadas acima, a Companhia está avaliando os impactos da aplicação em suas demonstrações contábeis consolidadas de exercícios futuro.

b) Legislação tributária

Em 14 de maio de 2014 foi publicada a Lei nº 12.973 que, dentre outras matérias:

- Revogou o Regime Tributário de Transição (RTT) instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009;

- Regulamentou o tratamento dos efeitos da adoção das normas contábeis internacionais (IFRS) na apuração dos tributos federais (IRPJ, CSLL, PIS e COFINS);

A lei nº 12,973 entrou em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015, exceto os artigos 3º, 72 a 75 e 93 a 119, que entraram em vigor na data de sua publicação.

A regulamentação desta Lei se deu por intermédio da Instrução Normativa nº 1.515, de 24 de novembro de 2014, da Secretaria da Receita Federal do Brasil.

A Administração da Companhia optou pela aplicação das disposições contidas nos artigos 1º e 2º e 4º a 70 da Lei nº 12.973, referentes à adoção do novo regime tributário, em substituição ao RTT, a partir do exercício de 2015. Dessa forma, não houve impactos nas demonstrações contábeis consolidadas do exercício de 2014. Adicionalmente, não são esperados efeitos relevantes em relação à incidência tributária e nem impactos nas demonstrações contábeis consolidadas, a partir da aplicação dessa legislação para o exercício de 2015.

7. Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários

Caixa e equivalentes de caixa

	2014	2013
Caixa e bancos	709	951
Aplicações financeiras de curto prazo		
- No País		
Fundos de investimentos DI e operações compromissadas	1.999	3.493
Outros fundos de investimentos	41	53
	2.040	3.546
- No exterior		
Depósito a prazo (*depósitos à vista*)	8.700	6.075
Auto Invest	3.097	3.982
Outras aplicações financeiras no exterior	2.109	1.314
	13.906	11.371
Total das aplicações financeiras de curto prazo	15.946	14.917
Total de caixa e equivalentes de caixa	16.655	15.868

Os fundos de investimentos no país têm seus recursos aplicados em fundos exclusivos, especialmente títulos públicos federais brasileiros. As aplicações no exterior são compostas por *depósitos à vista* com prazos de até 3 meses, por outras aplicações em contas remuneradas com liquidez diária denominadas *Auto Invest* e outros instrumentos de renda fixa de curto prazo, realizadas com instituições de primeira linha.

Títulos e valores mobiliários

	2014	2013
Para negociação	2.690	3.878
Disponíveis para venda	21	17
Mantidos até o vencimento	6.721	121
	9.432	4.016
Circulante	9.323	3.885
Não circulante	109	131

Os títulos para negociação referem-se principalmente a investimentos em títulos públicos federais brasileiros e os títulos mantidos até o vencimento referem-se principalmente a aplicações no exterior em *depósitos à vista* realizadas com instituições financeiras de primeira linha.

Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimentos superiores a 3 meses e são apresentados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

8. Contas a receber

8.1. Contas a receber, líquidas

	2014	2013
Clientes		
Terceiros	10.627	10,153
Partes relacionadas (nota explicativa 19)		
Investidas	863	658
Recebíveis do setor elétrico	2.966	1,849
Contas petróleo e álcool - Governo Federal	317	357
Outras	2.005	2,591
	16.778	15,608
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(3.372)	(1,406)
	13.406	14,202
Circulante	7.969	9,670
Não circulante	5.437	4,532

8.2. Movimentação das perdas em créditos de liquidação duvidosa

	2014	2013	2012
Saldo inicial	1.406	1.452	1.487
Adições [(*)]	2.484	133	244
Baixas	(131)	(68)	(210)
Ajuste Acumulado de Conversão	(387)	(111)	(69)
Saldo final	3.372	1.406	1.452
Circulante	1.448	800	854
Não circulante	1.924	606	598

[(*)] Refere-se, principalmente, ao setor elétrico (nota explicativa 8.4).

8.3. Contas a receber vencidos – Clientes Terceiros

	2014	2013
Até 3 meses	823	911
De 3 a 6 meses	178	272
De 6 a 12 meses	181	395
Acima de 12 meses	1.832	1.827
	3.014	3.405

8.4. Contas a receber – Setor Elétrico (Sistema Isolado de Energia na região Nordeste do Brasil)

	31.12.2014			31.12.2013		
	A vencer	Vencido	Total	A vencer	Vencido	Total
Clientes						
Sistema Eletrobras (Nota explicativa 19)	2.536	430	2.966	663	1.186	1.849
Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS)	1.266	167	1.433	–	682	682
Outros	24	394	418	43	264	307
	3.826	991	4.817	706	2.132	2.838
(-) Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(1.090)	(621)	(1.711)	–	(15)	(15)
Total	2.736	370	3.106	706	2.117	2.823
Partes relacionadas	2.473	165	2.638	663	1.180	1.843
Terceiros	263	205	468	43	937	980

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía recebíveis do setor elétrico na região Nordeste do Brasil no total de US$ 4.817 (US$ 2.838 em 31 de dezembro de 2013), dos quais US$ 4.198 foram classificados no ativo não circulante. Estes recebíveis são compostos de:

(i) US$ 4.526 (US$ 2.659 em 31 de dezembro de 2013), referentes a fornecimento de óleo combustível e gás natural, entre outros produtos, para usinas de geração termoelétrica (controladas da Eletrobras), concessionárias estaduais e produtores independentes de energia (PIEs) localizados na região norte do país;

(ii) US$ 291 (US$ 179 em 31 de dezembro de 2013), referentes a contratos de fornecimento de energia com a controlada da Eletrobras, firmados em 2005, cujas características configuram um arrendamento mercantil financeiro de duas usinas termelétricas na região norte do país, visto que os contratos determinam, entre outras condições, a transferência das usinas ao final do contrato, sem indenização (prazo de 20 anos). Não há valores vencidos.

Parte dos custos do fornecimento de combustível para essas térmicas é suportada pelos recursos da Conta de Consumo de Combustível – CCC, gerenciada pela Eletrobras.

Como os valores repassados pela CCC não vinham sendo suficientes para que as empresas do setor elétrico localizadas na região norte do país honrassem seus débitos, alguns destes clientes encontravam dificuldades financeiras para quitar as obrigações de fornecimento de produtos junto a Companhia, razão pela qual, em 31 de dezembro de 2014, a Companhia e empresas do Sistema Eletrobras celebraram contratos de confissão de dívida no montante de US$ 3.509, que abrangem débitos vencidos até o dia 30 de novembro de 2014, atualizados pela SELIC, cujos pagamentos serão efetuados em 120 parcelas mensais e sucessivas a partir de fevereiro de 2015.

Parte da confissão de dívida foi garantida por penhor de créditos no montante de US$ 2.483 oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que entre suas finalidades está a de prover recursos para os dispêndios da CCC referente à geração de energia no sistema isolado. Esta garantia real de créditos da CDE se deu em função do reconhecimento em fevereiro de 2015, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dos créditos decorrentes da repactuação de dívidas da CDE com credores da CCC.

A partir do início de 2015, dada a mudança da política tarifária para o setor elétrico ("realismo tarifário"), com aumentos já praticados no primeiro trimestre de 2015, ocorrerá um maior equilíbrio financeiro das empresas do setor e, consequentemente, a redução da inadimplência relativa ao fornecimento de combustíveis, provavelmente após o primeiro trimestre de 2015, considerado o período de tempo entre a cobrança dos recursos pelas distribuidoras nas contas de energia elétrica já majorados junto aos consumidores finais e a respectiva disponibilização, na CCC, para reembolso de parte expressiva dos custos aos produtores de energia.

A Administração da Companhia determinou que uma provisão para *impairment* de recebíveis foi exigida para cobrir os recebíveis em 31 de outubro de 2014 sem garantia real, incluindo saldos de contratos anteriores de reconhecimento de dívida e de empresas que não faziam parte dos contratos mais recentes de reconhecimento

de dívida com a Eletrobras. Uma provisão para *impairment* de recebíveis de US$ 1.696 foi reconhecida em 2014 (US$ 1.948 debitado em despesas com vendas, parcialmente compensado por um ajuste cumulativo de conversão - CTA de US$ 252 – efeito de ajuste cumulativo de conversão).Nenhum encargo foi reconhecido para empresas que não estava insolventes ou para recebíveis de vendas após 1 de novembro de 2014, pois aqueles valores foram incluídos no cálculo da nova política de preços da ANEEL.

9. Estoques

	2014	2013
Petróleo	3.977	5.849
Derivados de petróleo	4.333	4.985
Intermediários	854	924
Gás Natural e GNL [(*)]	358	401
Biocombustíveis	150	158
Fertilizantes	34	26
	9.706	12.343
Materiais, suprimentos e outros	1.806	1.935
	11.512	14.278
Circulante	11.466	14.225
Não circulante	46	53

[(*)] GNL - Gás Natural Liquefeito

Os estoques são apresentados deduzidos de provisão, no montante de US$ 150, para ajuste ao seu valor realizável líquido (US$ 88 em 31 de dezembro de 2013), sendo estes ajustes decorrentes, principalmente, de reduções nas cotações internacionais do petróleo e seus derivados. O montante acumulado da provisão reconhecido no resultado do exercício, como custo dos produtos e serviços vendidos, é de US$ 1.015 em 2014 (US$ 580 em 2013).

Parcela dos estoques de petróleo e/ou derivados foi dada como garantia dos Termos de Compromisso Financeiro – TCF, assinados com a Petros, no valor de US$ 2.316 (US$ 2.976 em 31 de dezembro de 2013), conforme nota explicativa 22.1.

10. Vendas e incorporações de ativos

10.1. Venda de ativos

Brasil PCH S.A.

Em 14 de junho de 2013, a Petrobras celebrou contrato de compra e venda com a Cemig Geração e Transmissão S.A., que posteriormente cedeu esse contrato à Chipley SP Participações, para alienação da totalidade de sua participação acionária detida na Brasil PCH S.A., equivalente a 49% do capital votante, pelo valor de US$ 304, antes dos ajustes previstos no contrato.

Em 14 de fevereiro de 2014, após atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor total de US$ 301, considerando os ajustes ao preço, apurando um ganho antes dos impostos sobre o lucro de US$ 274, reconhecido em outras despesas líquidas.

Petrobras Colombia Limited (PEC)

Em 13 de setembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Petrobras Colombia Limited (PEC), controlada da Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), para a Perenco Colombia Limited, pelo valor de US$ 380 sujeitos a ajuste de preço até o fechamento da operação.

Em 30 de abril de 2014, foi finalizada a venda, com a transferência dos ativos e passivos para a Perenco, registrando-se um ganho de US$ 101, reconhecido em outras despesas líquidas.

UTE Norte Fluminense S.A.

Em 11 de abril de 2014, a Petrobras vendeu para o Grupo Électricité de France (EDF) a sua participação acionária de 10% na UTE - Norte Fluminense S.A., por US$ 82, apurando um ganho de US$ 37 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

Transierra S.A.

Em 5 de agosto de 2014, a Petrobras vendeu para a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a sua participação acionária de 44,5% na Transierra S.A., por US$ 107, apurando um ganho de US$ 32 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

Innova S.A.

Em 16 de agosto de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a alienação de 100% das ações de emissão da Innova S.A. para a Videolar S.A. e seu acionista majoritário, pelo valor de US$ 369, ficando a conclusão da operação sujeita a determinadas condições precedentes, incluindo a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE .

Em 1º de outubro de 2014 a aquisição da Innova S.A. foi autorizada com restrições, condicionando ao cumprimento de um conjunto de medidas previstas em um Acordo em Controle e Concentrações - ACC firmado entre o CADE e as requerentes.

Em 30 de outubro de 2014 a operação foi finalizada conforme previsto no contrato de compra e venda de ações, apurando um ganho de US$ 57, reconhecido em outras despesas líquidas.

Petrobras Energia Peru S.A.

Em 12 de novembro de 2013, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda, pela Petrobras de Valores Internacional de España S.L. (PVIE) e Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV), de 100% das ações da Petrobras Energia Peru S.A. para a China National Petroleum Corporation (CNPC), pelo valor total de US$ 2.643, sujeito a ajuste de preço até o fechamento da operação, que está sendo apurado conforme estabelecido em contrato.

As condições precedentes, incluindo a aprovação dos governos chinês e peruano, bem como à observância dos procedimentos previstos nos respectivos *Joint Operating Agreement* (JOA) foram concluídas em novembro de 2014, sendo registrado um ganho na operação de US$ 1.304, em outras despesas líquidas e US$ 435 em imposto de renda e contribuição social, perfazendo um ganho líquido de US$ 869.

Companhia de Gás de Minas Gerais

Em 18 de julho de 2014, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda de sua participação acionária de 40% na Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) para a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig).

Em 10 de outubro de 2014, depois de atendidas todas as condições precedentes previstas em contrato, a Petrobras concluiu a operação de alienação pelo valor de US$ 251, apurando um ganho de US$ 68 reconhecido em outras despesas líquidas, não existindo condições precedentes.

10.2. Ativos classificados como mantidos para venda

Em 31 de dezembro de 2014, o montante de US$ 5 classificado como ativo circulante (US$ 2.407 e US$ 1.073 em 31 de dezembro de 2013, classificado em ativo circulante e passivo circulante, respectivamente), refere-se a ativos mantidos para venda e compõe-se de: as sondas de perfuração PI, PIII, PIV, PV e a plataforma PXIV, apresentados no segmento de exploração e produção.

No decorrer de 2014, os demais ativos que se apresentavam classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2013 foram realizados.

10.3. Incorporações

Em 02 de abril de 2014, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Termoaçu S.A., Termoceará Ltda. e Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos – CLEP.

Em 30 de janeiro de 2015, a Assembleia Geral Extraordinária da Petrobras aprovou as seguintes incorporações de controladas ao seu patrimônio, sem aumento do seu capital: Arembepe Energia S.A. e Energética Camaçari Muricy S.A.

Essas incorporações visam simplificar a estrutura societária da Companhia, minimizar custos e capturar sinergias e não geram efeitos sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

11. Investimentos

11.1. Investimentos diretos

	Principal segmento de atuação	% de Participação direta da Petrobras	% no Capital votante	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)	Lucro líquido (prejuízo) do exercício	País
Empresas Consolidadas						
Subsidiárias						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00%	100,00%	14.209	1,061	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribuição	100,00%	100,00%	4.566	481	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gás e Energia	100,00%	100,00%	2.490	243	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimento	100,00%	100,00%	1.889	319	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00%	100,00%	1.316	190	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gás e Energia	100,00%	100,00%	977	634	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Internacional	88,12%	88,12%	984	(698)	Holanda
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustível	100,00%	100,00%	832	(113)	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimento	100,00%	100,00%	396	(1,128)	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimento	100,00%	100,00%	343	23	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gás e Energia	99,99%	99,99%	306	79	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimento	100,00%	100,00%	292	(531)	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	286	(79)	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gás e Energia	93,66%	93,66%	227	41	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporate	100,00%	100,00%	183	204	Ilhas Cayman
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gás e Energia	99,91%	99,91%	163	105	Brasil
Termobahia S.A.	Gás e Energia	98,85%	98,85%	151	28	Brasil
Arembepe Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	146	50	Brasil
5283 Participações Ltda.	Internacional	100,00%	100,00%	117	(83)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	103	1	Brasil
Energética Camaçari Muricy I Ltda.	Gás e Energia	100,00%	100,00%	84	51	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,00%	99,00%	66	(31)	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gás e Energia	100,00%	100,00%	35	4	Brasil
Cordoba Financial Services GmbH (i)	Corporativo	100,00%	100,00%	20	(3)	Áustria
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95%	99,95%	13	1	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99%	100,00%	(1)	–	Brasil
Operações em conjunto						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimento	50,00%	50,00%	94	20	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	59	17	Brasil
Empresas não consolidadas						
Empreendimentos controlados em conjunto						
Logum Logística S.A.	Abastecimento	20,00%	20,00%	126	(62)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gás e Energia	40,00%	40,00%	52	1	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimento	50,00%	50,00%	50	14	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	28	15	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	28	(1)	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimento	33,20%	50,00%	25	(1)	Brasil
METANOR S.A. - Metanol do Nordeste	Abastecimento	34,54%	34,54%	20	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	15	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	15	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	51,00%	51,00%	14	–	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gás e Energia	49,00%	49,00%	13	(1)	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - COQUEPAR	Abastecimento	45,00%	45,00%	4	(13)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustível	50,00%	50,00%	–	(27)	Brasil
GNL do Nordeste Ltda.	Gás e Energia	50,00%	50,00%	–	–	Brasil
Coligadas						
Fundo de Investimento em Participações de Sondas	E&P	4,59%	4,59%	2.972	50	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00%	5,00%	2.883	400	Brasil
Braskem S.A.	Abastecimento	36,20%	47,03%	2.274	367	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gás e Energia	20,00%	20,00%	370	201	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimento	27,88%	27,88%	123	25	Brasil
Energética SUAPE II	Gás e Energia	20,00%	20,00%	82	31	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gás e Energia	20,00%	20,00%	27	(6)	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimento	38,80%	38,80%	–	–	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gás e Energia	30,00%	30,00%	–	–	Brasil

(i) Empresas sediadas no exterior com demonstrações contábeis elaboradas em moeda estrangeira.
(ii) Participação de 11,88% da 5283 Participações Ltda. Na PIB BV que, portanto, é uma subsidiária integral

11.2. Investimentos em associadas e *joint ventures*

	Valor contábil dos investimentos		Participação de ganhos nos investimentos	
Investimentos avaliados por equivalência patrimonial	**31.12.2014**	**31.12.2013**	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Braskem S.A.	1.711	2,201	141	68
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	1.714	1,707	126	229
Guarani S.A.	518	510	(24)	(13)
Distribuidoras estatais de gás natural	340	533	121	128
Nova Fronteira Bioenergia S.A.	163	170	16	(6)
Petrowayu S.A.	136	185	(62)	(1)
Petroritupano S.A.	112	198	(109)	(38)
Outras investidas petroquímicas	66	84	2	12
UEG Araucária Ltda	73	59	45	3
Petrokariña S.A.	45	66	(27)	(10)
Transierra S.A.	–	68	8	5
Outras coligadas	858	863	(19)	130
	5.736	6,644	218	507
Outras investidas	17	22	–	–
	5.753	6,666	218	507

11.3. Investimentos em empresas com ações negociadas em bolsas

	Lote de mil ações			Cotação em bolsa de valores (R$ por ação)		Valor de mercado	
Empresa	**31.12.2014**	**31.12.2013**	**Tipo**	**31.12.2014**	**31.12.2013**	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Controlada indireta							
Petrobras Argentina S.A.	1.356.792	1.356.792	ON	0.65	0.80	879	1.083
						879	1.083
Coligada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	ON	4.07	7.04	864	1.496
Braskem S.A.	75.793	75.793	PNA	6.59	8.96	499	680
						1.363	2.176

O valor de mercado para essas ações não reflete, necessariamente, o valor de realização de um lote representativo de ações.

Braskem S.A. - Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores:

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem foram apresentadas na nota explicativa 14.2.

11.4. Acionistas não controladores

O total dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2014 é de US$ 706, dos quais US$ 484 são atribuíveis à Petrobras Argentina S.A. A seguir estão apresentadas suas informações contábeis sumarizadas:

	Petrobras Argentina S.A.	
	2014	**2013**
Ativo circulante	1.008	980
Ativo realizável a longo prazo	83	174
Imobilizado	1.355	1.468
Outros ativos não circulantes	410	636
	2.856	3.258
Passive circulante	689	618
Passive não circulante	693	834
Patrimônio líquido	1.474	1.806
	2.856	3.258
Receita de vendas	145	254
Lucro líquido	43	139
Aumento (redução) de caixa e caixa equivalentes	118	(40)

A Petrobras Argentina S.A. é uma empresa integrada de energia, com atuação principal na Argentina, e controlada indireta da Petrobras, por meio da PIBBV, que possui 67,19% de participação nesta empresa.

11.5. Informações contábeis resumidas de empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

A Companhia investe em empreendimentos controlados em conjunto e coligadas no país e exterior, cujas atividades estão relacionadas a empresas petroquímicas, distribuidoras de gás, biocombustíveis, termoelétricas, refinarias e outras. As informações contábeis resumidas são as seguintes:

				2014
	Empreendimentos controlados em conjunto			**Coligadas**
	País	**Exterior**	**País**	**Exterior**
Ativo circulante	1.474	1.347	10.701	2.241
Ativo realizável a longo prazo	438	40	2.695	210
Imobilizado	1.598	3.014	12.207	3.600
Outros ativos não circulantes	753	18	4.342	79
	4.263	4.419	29.945	6.130
Passivo circulante	1.841	503	6.795	3.482
passivo não circulante	732	1.438	13.426	992
Patrimônio líquido	1.681	2.328	9.779	1.656
Participação dos acionistas não controladores	9	150	(55)	–
	4.263	4.419	29.945	6.130
Receita de venda	5.583	2.491	22.540	189
Lucro líquido do exercício	144	252	769	331
Participação acionária - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

				2013
	Empreendimentos controlados em conjunto			**Coligadas**
	País	**Exterior**	**País**	**Exterior**
Ativo circulante	1.603	1,349	9,677	2,749
Ativo realizável a longo prazo	830	81	3,103	53
Imobilizado	1.639	2,879	13,141	2,783
Outros ativos não circulantes	933	50	2,945	71
	5.005	4,359	28,866	5,656
Passivo circulante	1.733	495	6,750	2,562
Passivo não circulante	1.022	1,442	13,864	1,035
Patrimônio líquido	2.240	2,268	8,190	2,059
Participação dos acionistas não controladores	10	154	62	–
	5.005	4,359	28,866	5,656
Receita de vendas	5.646	1,791	21,363	93
Lucro líquido do exercício	254	507	1,201	322
Participação acionária - %	20 a 83%	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

12. Imobilizado

12.1. Por tipo de ativos

	Terrenos, edificações e benfeitorias	Equipamentos e outros bens	Ativos em construção (*)	Gastos c/exploração e desenv. Produção de petróleo e gás (campos produtores)	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	8.164	81.708	81.663	33.366	204.901
Adições	68	1.794	36.125	663	38.650
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	(629)	(629)
Juros capitalizados	–	–	3.909	–	3.909
Combinação de negócios	17	31	16	–	64
Baixas	(4)	(121)	(2.399)	(25)	(2.549)
Transferências (***)	1.224	23.626	(29.620)	25.896	21.126
Depreciação, amortização e exaustão	(518)	(7.513)	–	(4.939)	(12.970)
Impairment - constituição (****)	–	(11)	(6)	(85)	(102)
Impairment - reversão (****)	–	49	–	72	121
Ajuste acumulado de conversão	(1.083)	(9.158)	(9.930)	(4.449)	(24.620)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	7.868	90.405	79.758	49.870	227.901
Custo	10.729	133.368	79.758	77.117	300.972
Depreciação, amortização e exaustão acumulada	(2.861)	(42.963)	–	(27.247)	(73.071)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	7.868	90.405	79.758	49.870	227.901
Adições	30	2.031	30.362	580	33.003
Constituição/revisão de estimativa de desmantelamento de áreas	–	–	–	1.999	1.999
Juros capitalizados	–	–	3.592	–	3.592
Baixas	(9)	(57)	(4.024)	(196)	(4.286)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(35)	(1.160)	(1.078)	(91)	(2.364)
Transferências (***)	2.685	25.371	(36.178)	23.078	14.956
Depreciação, amortização e exaustão	(534)	(7.381)	–	(4.888)	(12.803)
Impairment - constituição (nota 14)(****)	(899)	(1.398)	(11.670)	(2.839)	(16.806)
Impairment - reversão (****)	–	17	–	3	20
Ajuste acumulado de conversão	(1.071)	(9.832)	(7.819)	(7.760)	(26.482)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	8.035	97.996	52.943	59.756	218.730
Custo	10.979	142.030	52.943	88.023	293.975
Depreciação, amortização e exaustão acumulada	(2.944)	(44.034)	–	(28.267)	(75.245)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	8.035	97.996	52.943	59.756	218.730
Tempo de vida útil médio ponderado em anos	40 (25 a 50) (exceto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método da unidade produzida	

(*) Os saldos por área de negócio são apresentados na nota explicativa 29
(**) Contempla ativos de exploração e produção depreciados pelo método das unidades produzidas.
(***) Inclui o montante de US$ 10.446 (US$ 22.134 em 2013), reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em 2014, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (nota explicativa 12.3).
(****) Reconhecido na demonstração de resultado.

Em 31 de dezembro de 2014, o imobilizado inclui bens decorrentes de arrendamento no total de US$ 72 (US$ 86 em 31 de dezembro de 2013).

12.2. Vida útil estimada

Edificações, benfeitorias, equipamentos e outros bens

Vida útil estimada	Custo	Depreciação acumulada	Saldo em 2014
até 5 anos	4.534	(2.862)	1.672
6 - 10 anos	10.897	(5.278)	5.619
11 - 15 anos	1.044	(486)	558
16 - 20 anos	47.225	(12.341)	34.884
21 - 25 anos	19.962	(6.616)	13.346
25 - 30 anos	22.727	(4.097)	18.630
30 anos em diante	25.055	(5.129)	19.926
Método da Unidade Produzida	20.957	(10.168)	10.789
	152.401	(46.977)	105.424
Edificações e benfeitorias	10.371	(2.943)	7.428
Equipamentos e outros bens	142.030	(44.034)	97.996

A estimativa da vida útil econômica dos equipamentos e outros bens foi revisada em 2014, tendo como base laudos elaborados por avaliadores internos.

12.3. Direito de exploração de petróleo - Cessão Onerosa

O Contrato de Cessão Onerosa, celebrado em 2010 entre a Petrobras e a União (cedente), tendo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP como reguladora e fiscalizadora, refere-se ao direito de exercer atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos localizados em blocos na área do Pré-Sal (Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Guará e Sul de Tupi), limitado à produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo em até 40 (quarenta) anos, renováveis por mais 05 (cinco), sob determinadas condições.

Em 29 de dezembro de 2014, a Companhia submeteu à ANP a última declaração de comercialidade do Bloco de Entorno de Iara e, com isso, encerrou-se a fase exploratória do Contrato de Cessão Onerosa.

O Contrato estabelece que, imediatamente após a declaração de comercialidade de cada área, serão iniciados os procedimentos de revisão, que deverão estar baseados em laudos técnicos independentes. A revisão do contrato foi iniciada em janeiro de 2014, após as duas primeiras declarações de comercialidade, nos blocos de Franco e Sul de Tupi e, após a última declaração de comercialidade, passou a abranger, a partir de janeiro de 2015, todas as áreas. A conclusão da revisão do Contrato de Cessão Onerosa ocorrerá após a revisão de todas as áreas, não estando estabelecida uma data para seu término.

Para a referida revisão, estão sendo considerados os custos já realizados até o momento nas áreas e as previsões de custo e produção estimadas quando da elaboração dos laudos técnicos independentes. Como resultado desta etapa, poderão ser revistos: (i) os compromissos de Conteúdo Local; (ii) o volume total de barris alocados a este contrato; e (iii) o valor pago por este contrato.

Caso a revisão determine que os direitos adquiridos alcancem um valor maior que o inicialmente pago, a Companhia poderá pagar a diferença à União ou reduzir proporcionalmente o volume total de barris adquiridos nos termos do Contrato. Se a revisão determinar que os direitos adquiridos resultem em valor menor que o inicialmente pago pela Companhia, a União reembolsará a diferença, em moeda corrente ou títulos, sujeito às leis orçamentárias.

A Companhia efetuará os respectivos ajustes nos preços de aquisição quando os efeitos da referida revisão tornarem-se prováveis e mensuráveis.

O encerramento da fase exploratória do Contrato de Cessão Onerosa também acarretou, no exercício de 2014, na reclassificação dos valores pagos na aquisição dos blocos Florim (atual Campo de Itapu), Sul de Guará (atual Campo de Sul de Sapinhoá), Entorno de Iara (atuais Campo de Norte de Berbigão, Campo de Sul de Berbigão, Campo de Norte de Sururu, Campo de Sul de Sururu e Campo de Atapu) e Nordeste de Tupi (atual Campo de Sépia) do Ativo Intangível para o Ativo Imobilizado, no montante de US$ 10.446. Em 2013, os custos de aquisição de Franco (atual campo Búzios) e Sul de Tupi (atual campo Sul de Lula) foram reclassificados do Ativo Intangível par Ativo Imobilizado.

Em 31 de dezembro de 2014, o imobilizado da Companhia inclui o total de US$ 28.164 (US$ 21.510 em 31 de dezembro de 2013), relativos ao Contrato de Cessão Onerosa.

Adicionalmente, o Contrato prevê um programa exploratório obrigatório para cada um dos blocos e compromissos mínimos de aquisição de bens e serviços de fornecedores brasileiros nas fases de exploração e desenvolvimento da produção, os quais serão objeto de comprovação junto à ANP. No caso de descumprimento, a ANP poderá aplicar sanções administrativas e pecuniárias, conforme regras previstas no contrato.

Os resultados obtidos até o momento vêm corroborando as expectativas com relação ao potencial de produção das áreas e a Petrobras dará continuidade às atividades e aos investimentos previstos no contrato.

12.4. Refinarias Premium I e II

Em 22 de janeiro de 2015, a Companhia decidiu encerrar os projetos de investimento para a implantação das refinarias Premium I e Premium II.

Consideradas as taxas previstas de crescimento dos mercados interno e externo de derivados e da ausência de parceiro econômico para a implantação, condição prevista no Plano de Negócios e Gestão da Companhia, PNG 2014-2018, a Companhia entendeu que deveria encerrar estes projetos de implantação.

O encerramento destes dois projetos gerou uma perda de US$ 1.236, reconhecida em outras despesas líquidas.

13. Intangível

13.1. Por tipo de ativos

		Softwares			
	Direitos e Concessões	Adquiridos	Desenvolvidos internamente	Ágio	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2013	38.513	188	577	461	39.739
Adição	2.931	33	128	–	3.092
Juros capitalizados	–	–	12	–	12
Baixa	(80)	(2)	(3)	–	(85)
Transferências (**)	(22.222)	(15)	(14)	(17)	(22.268)
Amortização	(38)	(47)	(133)	–	(218)
Impairment - constituição	(524)	–	–	–	(524)
Ajuste acumulado de conversão	(4.199)	(15)	(71)	(44)	(4.329)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.381	142	496	400	15.419
Custo	14.804	607	1.442	400	17.253
Amortização acumulada	(423)	(465)	(946)	–	(1.834)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.381	142	496	400	15.419
Adição	92	41	118	–	251
Juros capitalizados	–	–	8	–	8
Baixa	(93)	(5)	(10)	–	(108)
Transferências (**)	(10.346)	7	9	(1)	(10.331)
Amortização	(35)	(54)	(131)	–	(220)
Impairment - constituição	(8)	–	–	–	(8)
Impairment - reversão	6	–	–	–	6
Ajuste acumulado de conversão	(405)	(12)	(58)	(33)	(508)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.592	119	432	366	4.509
Custo	4.003	578	1.281	366	6.228
Amortização acumulada	(411)	(459)	(849)	–	(1.719)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.592	119	432	366	4.509
Tempo de vida útil estimado - anos	(*)	5	5	Indefinida	

(*) O saldo é composto, preponderantemente, por ativos com vida útil indefinida. A avaliação de vida útil indefinida é revisada anualmente para determinar se continua justificável.
(**) Inclui o montante de US$ 10.446 (US$ 22.134 em 2013), reclassificado do Ativo Intangível para o Imobilizado em 2014, em decorrência da declaração de comercialidade de áreas vinculadas ao Contrato de Cessão Onerosa (Franco e Sul de Tupi em 2013 e Florim, Sul de Guará e Nordeste de Tupi em 2014) – Nota explicativa 12.3.

Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia tinha ativos intangíveis no valor de US$ 10.424 com relação aos custos de aquisição segundo os termos do Contrato de Cessão. Esse valor foi reclassificado de ativo intangível para ativo imobilizado em 2014, após a declaração de comercialização de blocos remanescentes e a conclusão do estágio de exploração, conforme definido na Nota 12.3.

13.2. Devolução à ANP de áreas na fase de exploração e campos de petróleo e gás natural

Em 2014, os direitos sobre os blocos exploratórios devolvidos para a ANP totalizaram US$ 83 (US$ 61 em 2013), localizados nas áreas abaixo:

Área	Em fase exploratória	
	Concessão exclusiva	Parceria
Bacia de Campos	5	–
Bacia de Santos	3	3
Bacia de Solimões	2	–
Bacia de Espírito Santo	1	2
Bacia de Recôncavo	1	1
Bacia de Potiguar	1	–
Bacia de Jequitinhonha	1	–
Bacia de Camamu Almada	–	1
Bacia de Pará - Maranhão	–	3
Bacia de Parnaíba	–	1

13.3. Devolução à ANP de campos de petróleo e gás natural, operados pela Petrobras

Os seguintes campos foram devolvidos à ANP durante o exercício de 2014: Cação, Carapiá, Moréia, Caravela, Cavalo Marinho, Estrela do Mar, Tubarão, Rio Mariricu, Rio Mariricu Sul, Lagoa Parda Sul, Urutau, Iraúna e Mosquito Norte.

13.4. Direito de exploração de petróleo - Partilha de Produção

Em 2 de dezembro de 2013, após um leilão público realizado em 21 de outubro de 2013, o Consórcio Libra, composto pela Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), Petrochina (10%) e CNOOC (10%), celebrou o Contrato de Partilha de Produção com o Governo Federal brasileiro, através da ANP e Empresa Brasileira de Administração

Nos termos do contrato, foram concedidos ao consórcio direitos e obrigações para operar e explorar uma área estratégica do pré-sal conhecida como bloco de Libra, localizado em águas ultra profundas da Bacia de Santos. Este foi o primeiro contrato de partilha de produção de petróleo e gás celebrado no Brasil, com prazo de duração de 35 anos e não sujeito a renovação.

Um bônus de assinatura no valor de US$ 6.589 foi pago em parcela única, cabendo à Companhia o valor de US$ 2.636, referente à sua participação no consórcio, registrado como Direitos e Concessões em 2013.

13.5. Concessão de serviços de distribuição de gás natural canalizado

Em 31 de dezembro de 2014, o ativo intangível inclui contratos de concessão de distribuição de gás natural canalizado no Brasil, no total de US$ 210, com prazos de vencimento entre 2029 e 2043, podendo ser prorrogado. As concessões preveem a distribuição para os setores industrial, residencial, comercial, veicular, climatização, transportes e outros.

A remuneração pela prestação de serviços consiste, basicamente, na combinação de custos e despesas operacionais e remuneração do capital investido. As tarifas cobradas pelo volume de gás distribuído estão sujeitas a reajustes e revisões periódicas com o órgão regulador estadual.

Ao final das concessões, os contratos preveem indenização à Companhia dos investimentos vinculados a bens reversíveis, conforme levantamentos, avaliações e liquidações a serem realizadas com o objetivo de determinar o valor.

14. Redução ao valor recuperável dos ativos (*Impairment*)

14.1. Imobilizado e Intangível

Na avaliação de recuperabilidade de seus ativos imobilizados e intangíveis, a Companhia prioriza o emprego do valor em uso dos ativos (individualmente, ou agrupados em unidades geradoras de caixa - UGC) a partir de projeções que consideram: (i) a vida útil estimada do ativo ou do conjunto de ativos que compõem a UGC; (ii) premissas e orçamentos aprovados pela Administração da Companhia para o período correspondente ao ciclo de vida esperado, em razão das características dos negócios; e (iii) taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) pós-imposto. A definição de unidades geradoras de caixa (UGCs) está descrita na nota explicativa 5.2.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso das UGCs, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R$ 2,85 para US$ 1 em 2015 e 2016 (convergindo para R$ 2,61 a longo prazo); e, ii) cotação do Brent de US$ 52 em 2015, alcançando US$ 85 a longo prazo.

14.1.1. Mudanças na agregação de ativos que compõem unidades geradoras de caixa

Conforme nota 5.2, a Companhia excluiu 2 ativos da Unidade Geradora de Caixa do Abastecimento, que são: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e (ii) 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST); e um ativo da Unidade Geradora de Caixa do Gás Natural: Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III).

a) UGC Abastecimento

A Companhia agregou em uma unidade geradora de caixa chamada UGC Abastecimento, todo o conjunto de suas refinarias, seus terminais e dutos, bem como seus ativos logísticos operados pela Transpetro, localizados no Brasil.

Entretanto, durante o trimestre findo em 31 de dezembro de 2014, novas circunstâncias levaram a Administração da Companhia a reavaliar alguns de seus projetos em andamento. Através desse processo, a Companhia optou por postergar, por um extenso período, os seguintes projetos: (i) Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj); e (ii) 2º trem de refino da Refinaria Abreu e Lima (RNEST). Em função disso, em 31 de dezembro de 2014, os ativos em construção no âmbito desses projetos deixaram de pertencer à UGC Abastecimento e passaram a ser testados individualmente.

Tais circunstâncias incluem: i) redução das receitas operacionais esperadas no futuro devido ao declínio dos preços do petróleo no mercado internacional; ii) desvalorização do Real, que aumenta a necessidade de caixa para cumprir com o serviço de suas dívidas em moeda estrangeira no curto prazo; iii) dificuldades de acesso ao mercado de capitais; e iv) insolvência de empreiteiras e fornecedores, com carência no mercado de fornecedores qualificados disponíveis (como resultado das investigações da Operação Lava Jato ou por outros motivos)).

O Comperj foi concebido para expandir a capacidade de refino da Petrobras, tendo uma capacidade de processamento de 165 mil barris de petróleo por dia. Dessa forma, objetiva-se atender ao crescimento da demanda de derivados no Brasil, como óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação (QAV), coque e GLP (gás de cozinha) e óleo combustível.

A RNEST foi projetada para processar 230 mil barris de petróleo por dia com uma capacidade de produção de 70% desse volume em diesel, e com possibilidade de expansão para 260 mil barris de petróleo por dia através do Programa de Elevação de Médios e Gasolina (Promega). O processo de refino compreende dois trens de produção idêntica, com uma capacidade de 115 mil barris cada. Cada trem tem unidades de destilação atmosférica,

coqueamento retardado, hidrotratamento de diesel e nafta, geração de hidrogênio, tratamento de amônia, tratamento de água ácida e regeneração cáustica, bem como as unidades auxiliares.

A Companhia considerou que a postergação desses projetos por um extenso período corresponde a um evento significativo que justifica a retirada do Comperj e do 2º trem de refino da RNEST da UGC Abastecimento, para que os mesmos tenham suas respectivas recuperabilidades testadas separadamente. No entendimento da Petrobras, seria inapropriado manter a UGC Abastecimento inalterada por um extenso período com base, exclusivamente, nas expectativas da Administração quanto ao uso futuro esperado desses ativos, sem a continuidade das obras para corroborar essas expectativas.

b) UGC Gás Natural

A Companhia agregou em uma unidade geradora de caixa chamada UGC Gás Natural, todo o conjunto de ativos que compõem a malha comercial do gás natural (gasodutos), unidades de processamento de gás natural (UPGN) e conjunto de ativos de fertilizantes e nitrogenados (plantas industriais), localizados no Brasil.

Entretanto, durante o trimestre findo em 31 de Dezembro de 2014, após interrupção das obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a Companhia rescindiu o contrato por motivo de baixa performance do Consórcio UFN III. Posteriormente a esta paralisação, a Companhia optou por reavaliar seu cronograma de implantação, postergando as ações necessárias à contratação de nova empresa para execução do escopo remanescente, enquanto perdurarem as medidas de preservação do caixa da Companhia. Em função disso, os ativos em construção no âmbito desse projeto deixaram de pertencer à UGC Gás Natural, em 31 de dezembro 2014, passando a ser testados individualmente.

A UFN III terá capacidade para produzir, anualmente, 1,2 milhão de toneladas de ureia e 70 mil toneladas de amônia, atendendo, preferencialmente, os mercados dos estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, São Paulo e Paraná.

14.1.2. Testes de perda no valor de recuperação de ativos (imobilizado e intangível)

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia identificou a necessidade de testes de perda por desvalorização ou de reversão de desvalorização para determinados ativos e unidades geradoras de caixa. As perdas e reversões oriundas dos testes realizados foram reconhecidas no resultado do exercício. Os resultados dos testes são apresentados a seguir:

Ativo ou UGC, por natureza	Valor contábil	Valor recuperável	Preda por desvalorização (*) / (**)	Segmento	Comentários
Campos de Produção de óleo e gás no Brasil (diversas UCGs)	6.425	4.863	1.562	Exploração e Produção, Brasil	item (a)
Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços	1.091	555	536	Exploração e Produção, Brasil	item (b)
Campos de produção de óleo e gás no exterior	3.126	1.458	1.668	Exploração e Produção, Internacional	item (c)
Comperj	9.721	1.501	8.220	Abastecimento, Brasil	item (d)
2º trem de refino da RNEST	6.207	2.765	3.442	Abastecimento, Brasil	item (e)
Complexo Petroquímico Suape	2.847	1.726	1.121	Abastecimento, Brasil	item (f)
Araucária	367	251	116	Gás e Energia - Brasil	item (g)
NSS Japão	129	–	129	Abastecimento, Internacional	item (h)
Outros	26	32	(6)		
Total	29.939	13.151	16.788		

(*) Constituição e reversão de *impairment*.
(**) Não inclui *impairment* de ativos classificados como mantidos para venda de US$ 35.

a) Campos de produção de óleo e gás no Brasil

As nossas avaliações dos ativos vinculados a campos de produção de óleo e gás no Brasil, sob o regime de concessão, resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 1.562. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7,2% a.a. (6,1% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção. Essas perdas estão relacionadas, predominantemente, aos campos de Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu e Piracucá, que provém de revisão de premissas e da recente queda dos preços do petróleo no mercado internacional.

b) Equipamentos vinculados à atividade de produção de óleo e gás e perfuração de poços no Brasil

Nas nossas avaliações dos ativos que atuam na produção e perfuração dos ativos, não vinculados diretamente aos campos de produção de óleo e gás, foram identificadas perdas por desvalorização de US$ 536. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 8% a.a. (6,6% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Equipamentos e Serviços da Indústria de óleo e gás. Essas perdas foram reconhecidas, principalmente, em função de futura ociosidade de duas sondas de perfuração e desmobilização de duas plataformas não alocadas em campos em 31 de dezembro de 2014.

c) Campos de produção de óleo e gás no exterior

Os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de Exploração e Produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de US$ 1.668. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 5,4% a 11,2% a.a. (5,1% a 10,9% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Exploração e Produção, considerando o país de atuação. A perda está relacionada, principalmente, aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook, US$ 1.567, localizados nos Estados Unidos, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da recente queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional.

d) Comperj

As nossas avaliações dos ativos de refino do Comperj resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 8.220. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a. (5,8% a.a. em 2013, quando testado no âmbito da UGC Abastecimento), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii) postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura atual de menor crescimento econômico.

e) 2º trem de refino da RNEST

As nossas avaliações dos ativos de refino do 2º Trem da RNEST resultaram no reconhecimento de perdas por desvalorização no valor de US$ 3.442. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 7% a.a. (5,8% a.a. em 2013, quando testado no âmbito da UGC Abastecimento), que deriva da metodologia do WACC para o setor de refino. Essas perdas decorreram, principalmente, em função: (i) problemas no planejamento dos projetos; (ii) utilização de taxa de desconto considerando a inclusão de um prêmio de risco específico para os projetos postergados; (iii)

postergação da expectativa de entrada de caixa em função da postergação do projeto; e (iv) conjuntura atual de menor crescimento econômico.

f) Complexo Petroquímico Suape

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE e Companhia Petroquímica de Pernambuco SA - Petroquímica Suape, resultou em uma provisão de perda de US$ 1.121. Os fluxos de caixa futuros consideraram: horizonte de projeção de 30 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos das companhias; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,2% a.a. (5,4% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor petroquímico. Este resultado está relacionado, principalmente, à revisão das projeções de mercado e das premissas de preço, que foram atualizadas em virtude do nível de atividade econômica e da redução dos spreads deste setor no mercado internacional, além de alterações no ambiente tributário.

g) Araucária Nitrogenados S.A.

A avaliação de recuperabilidade dos ativos da Araucária Nitrogenados S.A. resultou em uma perda de US$ 116. Os fluxos de caixa futuros consideraram: premissas e orçamentos da companhia; e taxa de desconto pós-imposto em moeda constante de 6,1% a.a. (5,9% a.a. em 2013), que deriva da metodologia do WACC para o setor de Fertilizantes. Esse resultado foi motivado por aspectos operacionais que requereram novos investimentos ao longo do período de 2014.

h) Refinaria Nansei Sekiyu K.K.

As avaliações de recuperabilidade, dos ativos do segmento de abastecimento na área internacional, resultaram em uma perda de US$ 129, proveniente dos ativos da refinaria Nansei Sekiyu K.K., no Japão, decorrente da decisão de encerramento das atividades de refino no Japão.

14.2. Investimento em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto (incluindo ágio)

Nas avaliações de recuperabilidade dos investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto, incluindo ágio, foi utilizado o método do valor em uso, a partir de projeções que consideraram: horizonte de projeção do intervalo de 5 a 12 anos, com perpetuidade sem crescimento; premissas e orçamentos aprovados pela administração da Companhia; e taxa de desconto pré-imposto, que deriva da metodologia do WACC ou CAPM, conforme metodologia de aplicação.

A seguir são apresentados os principais investimentos em coligadas e empreendimentos em conjunto em 31 de dezembro de 2014 que contemplam ágio:

Investimentos	Segmento	Taxa de desconto pós-imposto (moeda constante), a.a. (*)	Valor em uso	Valor contábil
Braskem S.A.	Abastecimento	9,7% a 10,1%	3.330	1.711
Distribuidoras Estaduais de Gás Natural	Gás Natural	4,8%	1.276	340
Guarani S.A.	Biocombustíveis	7,3%	850	518

(*) Taxa de desconto pós-imposto de 2013 (moeda constante, a.a.) de 8,9% a 9,6% para Braskem; 4,1% para as Distribuidoras Estaduais de Gás Natural; e 5,9% para a Guarani.

14.3. Investimento em coligada com ações negociadas em bolsas de valores (Braskem S.A.)

A Braskem é uma companhia de capital aberto, com ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Com base nas cotações de mercado no Brasil, em 31 de dezembro de 2014, a participação da Petrobras nas ações ordinárias (47% do total) e nas ações preferenciais (22% do total) da Braskem, foi avaliada em US$ 1.363, conforme descrito na nota explicativa 11.4. Entretanto, apenas aproximadamente 3% das ações ordinárias dessa investida são de titularidade de não signatários do Acordo de Acionistas e sua negociação é extremamente limitada.

Considerando a relação operacional entre a Petrobras e a Braskem, o teste recuperabilidade do investimento nessa coligada foi realizado com base em seu valor em uso, proporcional à participação da Companhia no valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados da Braskem, representando fluxos futuros de dividendos e outras distribuições da investida. As avaliações de recuperabilidade não indicaram a existência de perdas por *impairment*.

As principais estimativas utilizadas nas projeções de fluxo de caixa para determinar o valor em uso da Braskem, foram: i) taxa de câmbio média estimada de R$ 2,85 para US$ 1,00 em 2015 e 2016 (convergindo para R$ 2,61 a longo prazo); ii) cotação do Brent de US$ 52 em 2015, alcançando US$ 85,00 a longo prazo; iii) projeção de preços das matérias-primas e petroquímicos refletindo as tendências internacionais; iv) evolução das vendas de produtos petroquímicos, estimada com base no crescimento do produto interno bruto – PIB (brasileiro e global); e v) aumento na margem EBITDA, acompanhando o ciclo de crescimento da indústria petroquímica nos próximos anos, com queda no longo prazo.

O valor contábil dos investimentos em 31 de dezembro de 2014 foi de US$ 1.711 (US$ 2.201 em 31 de dezembro de 2013).

14.4. Provisão Para Perdas em Investimentos

As operações de E&P das afiliadas da Petrobras Argentina S.A. (subsidiária da Petrobras International Braspetro B.V. – PIB BV) e de uma joint venture da PIB BV, Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) na África foram negativamente afetadas por uma queda internacional nos preços do petróleo bruto. As provisões para perdas sobre esses investimentos foram reconhecidas nos valores de US$ 163 e US$ 88, respectivamente, em participação de ganhos em investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial.

14.5. Ativos classificados como mantidos para venda

Em decorrência da aprovação da Administração da Companhia para alienação das sondas de perfuração PI, PIII, PIV, PV e a plataforma PXIV, a avaliação destes ativos ao valor justo resultou no reconhecimento de perdas por *impairment* na área de Exploração e Produção, no montante de US$ 35.

15. Atividades de exploração e avaliação de reserva de petróleo e gás

As atividades de exploração e avaliação abrangem a busca por reservas de petróleo e gás natural desde a obtenção dos direitos legais para explorar uma área específica até a declaração da viabilidade técnica e comercial das reservas.

As movimentações dos custos capitalizados relativos aos poços exploratórios e os saldos dos valores pagos pela obtenção dos direitos e concessões para exploração de petróleo e gás natural, ambos diretamente relacionados à atividades exploratórias em reservas não provadas, são apresentadas na tabela a seguir:

Custos de exploração reconhecidos no Ativo (*)	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Imobilizado		
Saldo inicial	8.802	10.649
Adições aos custos capitalizados aguardando determinação de reservas provadas	4.272	4.981
Custos de exploração capitalizados debitados como despesas	(1.366)	(1.251)
Transferências quando do reconhecimento de reservas provadas	(3.835)	(4.174)
Ajustes acumulados de conversão	(873)	(1.403)
Saldo final	7.000	8.802
Intangível (**)	3.044	13.880
Total dos custos de exploração reconhecidos no ativo	10.044	22.682

(*) Líquido de valores capitalizados e subsequentemente baixados como despesas no mesmo período.
(**) Saldos de 2013 incluem os direitos de exploração vinculados ao contrato de Cessão Onerosa, conforme descrito na nota explicativa 12.3.

Os custos de exploração reconhecidos no resultado e os fluxos de caixa vinculados às atividades de avaliação e exploração de petróleo e gás natural estão demonstrados abaixo:

Custos de exploração reconhecidos no resultado	**2014**	**2013**	**2012**
Despesas com geologia e geofísica	830	968	1.022
Projetos sem viabilidade econômica (inclui poços secos e bônus de assinatura)	2.178	1.892	2.847
Outras despesas exploratórias	50	99	89
Total das despesas	3.058	2.959	3.958

Caixa utilizado nas atividades	**2014**	**2013**	**2012**
Operacionais	879	1.073	1.139
Investimentos	4.899	8.605	6.640
Total de caixa utilizado	5.778	9.678	7.779

15.1. Tempo de capitalização

As tabelas abaixo definem os valores dos custos de exploração de poços que têm sido capitalizados por um período de 12 meses ou um período superior a um ano após a conclusão da perfuração, o número de projetos aos quais os custos tenham sido capitalizados por um período superior a um ano e o vencimento desses valores anualmente (inclusive o número de poços aos quais os custos estão relacionados).

Custos de exploração capitalizados por tempo de existência (*)

	2014	**2013**
Custos de prospecção capitalizados até um ano	2.024	2.568
Custos de prospecção capitalizados acima de um ano	4.976	6.234
Custos totais de exploração de poços capitalizados	7.000	8.802
Número de projetos com custos de exploração capitalizados acima de um ano	69	86

	Custos capitalizados (2014)	Número de poços
2013	1.963	32
2012	1.500	25
2011	637	15
2010	291	5
2009 e anos anteriores	585	15
Número de projetos com custos de prospecção capitalizados acima de um ano	4.976	92

(*) Valores pagos para obtenção de direitos e concessões para a exploração de petróleo e gás (custos de aquisição capitalizados) não estão incluídos.

Do total de US$ 4.976 para 69 projetos que incluem poços em andamento por mais de um ano desde a conclusão das atividades de perfuração, sendo que (i) US$ 3.850 referem-se a poços localizados em áreas em que há atividades de perfuração já em andamento ou firmemente planejadas para o futuro próximo e cujo "Plano de Avaliação" foi submetido à aprovação da ANP, e (ii) US$ 1.126 foram incorridos em custos referentes às atividades necessárias à avaliação das reservas e o possível desenvolvimento das mesmas.

16. Fornecedores

	2014	2013
Terceiros no País	4.949	5.346
Terceiros no Exterior	4.240	6.061
Partes relacionadas	571	512
Saldo total no Passivo Circulante	9.760	11.919

17. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos se destinam ao desenvolvimento de projetos de produção de petróleo e gás natural, à construção de navios e de dutos, bem como à construção e ampliação de unidades industriais, dentre outros usos diversos.

A Companhia possui obrigações relacionadas aos contratos de financiamento *(covenants)*, dentre elas a de apresentação das demonstrações contábeis no prazo de 90 dias para os períodos intermediários, sem revisão dos auditores independentes, e de 120 dias para o encerramento do exercício, com prazos de cura que ampliam esses períodos em 30 e 60 dias, dependendo do financiamento. A apresentação das demonstrações contábeis nos prazos definidos contratualmente é uma exigência que consta na maioria dos contratos de financiamento e o não cumprimento pode gerar um vencimento antecipado das dívidas.

As movimentações dos saldos de longo prazo dos financiamentos são apresentadas a seguir:

	Agência de Crédito de Exportação	Mercado Bancário	Mercado de Capitais	Outros	Total
Não circulante					
No país					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	–	30.977	1.255	64	32.296
Adições (novo financiamento obtido)	–	10.463	237	–	10.700
Juros incorridos no exercício	–	86	16	3	105
Variações monetárias e cambiais	–	1.510	54	2	1.566
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(9.894)	(181)	(13)	(10.088)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	–	(14)	–	–	(14)
Ajuste acumulado de conversão	–	(4.128)	(170)	(7)	(4.305)
Saldo final em 31 de dezembro de 2013	–	29.000	1.211	49	30.260
No exterior					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2013	5.045	19.484	31.031	629	56.189
Adições (novo financiamento obtido)	1.557	9.178	10.990	87	21.812
Juros incorridos no exercício	1	14	36	8	59
Variações monetárias e cambiais	159	893	280	30	1.362
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(671)	(1.310)	(418)	(42)	(2.441)
Transferência para passivos associados a ativos mantidos para venda	–	(393)	–	–	(393)
Ajuste acumulado de conversão	(286)	(958)	653	(22)	(613)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	5.805	26.908	42.572	690	75.975
Saldo total em 31 de dezembro de 2013	5.805	55.908	43.783	739	106.235
Não circulante					
No país					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	–	29.000	1.211	49	30.260
Adições (novo financiamento obtido)	–	4.319	359	–	4.678
Juros incorridos no exercício	–	202	2	–	204
Variações monetárias e cambiais	–	1.033	79	1	1.113
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	–	(1.440)	(156)	(18)	(1.614)
Ajuste acumulado de conversão	–	(3.826)	(194)	(4)	(4.024)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	–	29.288	1.301	28	30.617
No exterior					
Saldo inicial em 1º de janeiro de 2014	5.805	26.908	42.572	690	75.975
Adições (novo financiamento obtido)	281	6.710	13.766	–	20.757
Juros incorridos no exercício	4	22	46	8	80
Variações monetárias e cambiais	103	412	(1.433)	20	(898)
Transferência de Longo Prazo para Curto Prazo	(742)	(3.411)	(1.260)	(42)	(5.455)
Ajuste acumulado de conversão	(207)	(743)	119	(27)	(858)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	5.244	29.898	53.810	649	89.601
Saldo total em 31 de dezembro de 2014	5.244	59.186	55.111	677	120.218

	12.31.2014	12.31.2013
Endividamento de curto prazo	3.484	3.654
Parcela circulante do longo prazo	6.845	3.118
Juros provisionados	1.539	1.229
	11.868	8.001

17.1. Informações resumidas sobre os financiamentos (passivo circulante e não circulante)

Vencimento em	até 1 ano	1 a 2 anos	2 a 3 anos	3 a 4 anos	4 a 5 anos	5 anos em diante	Total (*)	Valor justo
Financiamentos em Reais (R$):	1.413	2.787	2.387	2.565	4.179	10.094	23.425	20.176
Indexados a taxas flutuantes	889	2.365	1.713	1.928	3.556	7.755	18.206	
Indexados a taxas fixas	524	422	674	637	623	2.339	5.219	
Taxa média dos financiamentos	9,9%	11,9%	13,7%	11,0%	10,2%	8,2%	10,0%	
Financiamentos em Dólares (US$):	9.345	8.986	8.754	11.102	17.730	30.394	86.311	80.558
Indexados a taxas flutuantes	7.368	4.314	5.067	8.645	12.542	8.608	46.544	
Indexados a taxas fixas	1.977	4.672	3.687	2.457	5.188	21.786	39.767	
Taxa média dos financiamentos	3,0%	4,3%	4,5%	4,1%	4,2%	5,3%	4,5%	
Financiamentos em R$ indexados ao US$:	258	391	700	699	696	6.118	8.862	9.584
Indexados a taxas flutuantes	17	19	19	18	15	50	138	
Indexados a taxas fixas	241	372	681	681	681	6.068	8.724	
Taxa média dos financiamentos	6.9%	7.1%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	
Financiamentos em Libras (£)	72	–	–	–	–	2.674	2.746	2.400
Indexados a taxas fixas	72	–	–	–	–	2.674	2.746	
Taxa média dos financiamentos	4,1%	–	–	–	–	6,2%	6,2%	
Financiamentos em Ienes	443	392	94	85	–	–	1.014	1.030
Indexados a taxas flutuantes	86	85	85	85	–	–	341	
Indexados a taxas fixas	357	307	9	–	–	–	673	
Taxa média dos financiamentos	1,2%	1,9%	1,2%	1,1%	–	–	1,5%	
Financiamentos em Euro	331	13	13	3.338	1.584	4.440	9.719	8.956
Indexados a taxas flutuantes	27	12	12	12	12	190	265	
Indexados a taxas fixas	304	1	1	3.326	1.572	4.250	9.454	
Taxa média dos financiamentos	3,5%	2,1%	2,1%	3,8%	3,9%	4,3%	4,0%	
Financiamentos Outras Moedas	6	3	–	–	–	–	9	9
Indexados a taxas fixas	6	3	–	–	–	–	9	
Taxa média dos Financiamentos	14,0%	15,3%	–	–	–	–	14,4%	
Total em 31 de dezembro de 2014	11.868	12.572	11.948	17.789	24.189	53.720	132.086	122.713
Taxa média dos financiamentos	3,9%	6,0%	6,4%	5,2%	5,3%	6,0%	5,6%	
Total em 31 de dezembro de 2013	8.001	7.266	12.692	8.679	16.051	61.547	114.236	115.238

* Em 31 de dezembro de 2014, o prazo médio de vencimento dos financiamentos é de 6,1 anos (7,1 anos em 31 de dezembro de 2013).

Os valores justos dos financiamentos são principalmente determinados pela utilização de preços cotados em mercados ativos (nível 1), quando aplicável. Quando não há preços cotados em mercado ativo disponível, os valores justos dos financiamentos são determinados por meio de uma curva teórica elaborada com base nos Bonds de maior liquidez da Companhia (nível 2).

A análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial é apresentada na nota explicativa 32.2.

17.2. Taxa média ponderada da capitalização de juros

A taxa de capitalização utilizada para calcular os custos de empréstimos elegíveis à capitalização foi a média ponderada dos custos de empréstimos aplicáveis aos empréstimos em aberto durante o período, que não os empréstimos realizados especificamente para fins de obtenção de um ativo qualificado. Em 2014, a taxa de capitalização foi de 4,9% a.a. (4,5% a.a. em 2013). Essa taxa foi aplicada ao saldo de ativos em construção como base para capitalização dos custos de empréstimos, quando elegíveis.

17.3. Captações - Saldo a utilizar

Empresa	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
No exterior			
PGT	500	–	500
Petrobras	2.500	530	1.970
No país			
Transpetro	3.787	1.070	2.717
Petrobras	5.460	4.707	753
PNBV	3.719	372	3.347
Liquigás	53	51	2

17.4. Garantias

As instituições financeiras não requerem garantias para empréstimos e financiamentos concedidos a Petrobras. Excepcionalmente, existem financiamentos concedidos por instrumentos específicos de fomento, que contam com garantias reais.

Os empréstimos obtidos por Entidades Estruturadas estão garantidos pelos próprios ativos dos projetos, bem como por penhor de direitos creditórios e ações das entidades. Certas subsidiárias emitem títulos e valores mobiliários totalmente e incondicionalmente garantidos pela Petrobras (Nota 36).

Os financiamentos junto ao mercado de capitais, que correspondem a títulos emitidos pela Companhia não possuem garantias reais.

18. Arrendamentos mercantis

Os recebimentos/pagamentos mínimos de arrendamento mercantil financeiro e de contratos não canceláveis de arrendamento mercantil operacional estão descritos a seguir:

	Arrendamento operacional						Arrendamento financeiro
Pagamentos / recebimentos estimados	Pagamento mínimo futuro	Total de pagamento mínimo futuro a receber	Encargos financeiros anuais	Valor presente do pagamento mínimo de arrendamento a receber	Total do pagamento mínimo futuro	Encargos financeiros anuais	Valor presente do pagamento mínimo de arrendamento
2015	14.644	191	(112)	79	21	(5)	16
2016 – 2019	38.499	795	(451)	344	68	(37)	31
2020 em diante	65.261	1.762	(670)	1.091	229	(204)	25
Em 31 de dezembro de 2014	118.404	2.748	(1.233)	1.514	318	(246)	72
Circulante				59			16
Não circulante				1.455			56
Em 31 de dezembro de 2013	125.851			1.521			89

Em 2014, o saldo dos pagamentos mínimos de arrendamento futuros e estimados segundo o arrendamento operacional inclui US$ 69.565 (US$ 81.044 em 2013) com relação aos ativos em construção, para os quais o prazo de arrendamento não teve início.

Em 2014, a Companhia reconheceu gastos com arrendamento mercantil operacional no valor de US$ 10.652 (US$ 11.520 em 2013).

Os arrendamentos mercantis operacionais incluem, principalmente, unidades de produção de petróleo e gás natural, sondas de perfuração e outros equipamentos de exploração e produção, navios, embarcações de apoio, helicópteros, terrenos e edificações.

19. Partes relacionadas

As operações comerciais da Petrobras com suas subsidiárias, controladas, negócios em conjunto, entidades estruturadas consolidadas e coligadas são efetuadas a preços e condições de mercado.

19.1. Transações com empreeendimentos em conjunto, coligadas, entidades governamentais e fundos de pensão

As transações significativas resultaram nos seguintes saldos:

	2014	2013		2014		2013
	Resultado	Resultado	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas						
Distribuidoras estaduais de gás natural	4.507	3.920	506	195	424	209
Empresas do setor petroquímico	7.703	7.456	205	82	94	120
Outros empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	537	940	152	263	140	193
	12.747	12.316	863	540	658	522
Entidades governamentais						
Títulos públicos federais	662	1.044	4.339	–	6.247	–
Bancos controlados pela União Federal	(3.246)	(1.973)	3.814	28.304	2.801	29.791
Setor Elétrico (nota explicativa 8.4)	687	747	2.966	–	1.849	–
Contas petróleo e álcool - créditos junto a União Federal (nota explicativa 19.2)	3	–	317	–	357	–
Governo Federal - dividendos e juros sobre o capital	22	(18)	–	–	–	834
Outros	74	92	241	224	210	334
	(1.798)	(108)	11.677	28.528	11.464	30.959
Planos de pensão	1	–	–	135	–	156
	10.950	12.208	12.540	29.203	12.122	31.637
Receitas, principalmente de vendas	13.207	13.164				
Variações monetárias e cambiais líquidas	(904)	(791)				
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(1.353)	(165)				
Ativo Circulante			6.715		7.572	
Ativo Não Circulante			5.825		4.550	
Passivo Circulante				1.855		3.568
Passivo Não Circulante				27.348		28.069
	10.950	12.208	12.540	29.203	12.122	31.637

19.2. Contas de petróleo e álcool – União Federal

Em 31 de dezembro de 2014, o saldo da conta era de US$ 317 (US$ 357 em 31 de dezembro de 2013) e poderá ser quitado pela União por meio da emissão de títulos do Tesouro Nacional, de valor igual ao saldo final do encontro de contas com a União, de acordo com o previsto na Medida Provisória nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, ou mediante compensação com outros montantes que a Petrobras porventura estiver devendo à União Federal, na época, inclusive os relativos a tributos ou uma combinação das operações anteriores.

Visando concluir o encontro de contas com a União, a Petrobras prestou todas as informações requeridas pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN - para dirimir as divergências ainda existentes entre as partes.

Após várias tentativas de negociação na esfera administrativa, a Companhia ajuizou uma ação em julho de 2011 para cobrar os recebíveis. O processo judicial encontra-se em fase de perícia.

19.3. Remuneração da administração da Companhia

O Plano de Cargos e Salários e de Benefícios e Vantagens da Petrobras e a legislação específica estabelecem os critérios para todas as remunerações atribuídas pela Companhia a seus empegados e dirigentes.

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções gerenciais, e dirigentes da Petrobras relativas ao mês de dezembro de 2014 e 2013 foram as seguintes:

Remuneração do empregado (os valores se referem à remuneração mensal em dólares norte-americanos)	**2014**	**2013**
Menor remuneração	1.064.74	1.126.35
Remuneração média	5.905.34	6.015.75
Maior remuneração	32.309.79	34.743.45
Remuneração do dirigente da Petrobras (maior)	38.798.87	42.511.80

As remunerações totais do pessoal chave da administração da Petrobras são apresentadas a seguir:

			2014			**2013**
	Diretores	**Conselho**	**Total**	**Diretores**	**Conselho**	**Total**
Salários e benefícios de curto prazo	4,1	0,5	4,6	4,1	0,5	4,6
Previdência social e outros impostos trabalhistas (*)	1,1	0,1	1,2	1,1	0,1	1,2
Benefícios pós-emprego (plano de pensão)	0,3	–	0,3	0,3	–	0,3
Remuneração variável (**)	1,4	–	1,4	1,7	–	1,7
Remuneração total reconhecida na demonstração de resultado	6,9	0,6	7,5	7,2	0,6	7,8
Total remuneração paga	6,5	0,6	7,1	6,1	0,6	6,7
Número de membros	7	10	17	7	10	17

(*) A remuneração dos administradores tem por base dispositivos legais, além de diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST que orientou a inclusão dos encargos sociais na remuneração proposta na Assembleia Geral Ordinária de 2014. Esses encargos já eram praticados em 2013, mas não eram evidenciados nas notas explicativas.
(**) A remuneração variável da diretoria executiva da Petrobras é com base no alcance de metas operacionais e financeiras estabelecidas em Programa específico cujo pagamento é parcelado em 4 anos, sendo 60% no exercício seguinte do exercício competente e 40% divididos durante os 3 anos seguintes.

No resultado consolidado do exercício de 2014, os honorários de diretores e conselheiros totalizaram US$ 30,8 (US$ 27,6 em 2013).

20. Provisões para desmantelamento de áreas

Passivo não circulante	**2014**	**2013**
Saldo inicial	7.133	9.441
Ajuste da provisão	2.430	(902)
Pagamentos efetuados	(679)	(506)
Juros acumulados	201	199
Outros	75	59
Ajuste cumulativo de conversão	(893)	(1.158)
Saldo final	8.267	7.133

21. Tributos

21.1. Imposto de renda e outros impostos

Imposto de renda	**Ativo circulante**		**Passivo circulante**	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
No país	1.018	951	139	158
No exterior	45	109	108	123
	1.063	1.060	247	281

Outros tributos	**Ativo circulante**		**Ativo não circulante**		**Passivo circulante**	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**	**2014**	**2013**
ICM circulante/diferido	1.772	1,623	787	879	1,275	1,164
PIS e COFINS circulante/diferido	829	2,069	2,983	4,197	295	230
CIDE	13	20	–	–	8	16
Impostos de produção	–	–	–	–	1,517	2,432
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	–	–	–	–	486	256
Outros	73	151	230	292	281	350
	2.687	3,863	4,000	5,368	3,862	4,448
Impostos no exterior	61	48	8	12	202	221
	2.748	3,911	4,008	5,380	4,064	4,669

21.2. Imposto de renda – não circulante

O imposto de renda no Brasil inclui IRPJ e a contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL). As alíquotas de impostos societários estatutários são 25% e 9%, respectivamente. Abaixo, a variação do imposto de renda diferido:

a) Movimentação do imposto de renda diferido

	Imobilizado									
	Custo com prospecção	Outros	Empréstimos, contas a receber / pagar e financiamentos	Arrendamentos mercantis financeiros	Provisão para processos judiciais	Prejuízos fiscais	Estoques	Juros sobre capital próprio	Outros	Total
Em 1º de janeiro de 2013	(12.677)	(3,111)	561	(588)	346	1,109	467	1,050	2,144	(10,699)
Reconhecido no resultado do exercício	(2.567)	(1,487)	330	(53)	133	3,481	177	351	(767)	(402)
Reconhecido no patrimônio líquido	–	–	1,407	53	–	71	–	–	(1,504)	27
Ajuste acumulado de conversão	1.842	427	(221)	72	(63)	(330)	(77)	(50)	(350)	1,250
Outros (*)	(4)	165	(93)	(2)	(7)	480	8	(8)	509	1,048
Em 31 de dezembro de 2013	(13.406)	(4,006)	1,984	(518)	409	4,811	575	1,343	32	(8,776)
Reconhecido no resultado do exercício	(2.055)	3,917	401	(42)	182	2,965	(7)	(1,418)	(898)	3,045
Reconhecido no patrimônio líquido	–	–	1,949	(41)	–	(192)	–	–	1,351	3,067
Ajuste acumulado de conversão	1.814	302	(441)	86	(75)	(842)	(66)	68	(133)	713
Outros (*)	–	(3)	(70)	(77)	10	(51)	1	–	116	(74)
Em 31 de dezembro de 2014	(13.647)	210	3,823	(592)	526	6,691	503	(7)	468	(2,025)
Impostos diferidos ativos										1,130
Impostos diferidos passivos										(9,906)
Em 31 de dezembro de 2013										(8,776)
Impostos diferidos ativos										1,006
Impostos diferidos passivos										(3,031)
Em 31 de dezembro de 2014										(2,025)

(*) Representado, basicamente, por reorganizações societárias.

Os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados em projeções efetuadas.

b) Realização do imposto de renda e contribuição social diferidos

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados em projeções efetuadas.

O cronograma estimado de recuperação/reversão do ativo (passivo) fiscal diferido líquido a recuperar (a pagar) em 31 de dezembro de 2014 está definido na tabela abaixo:

	Imposto de renda diferido	
	Ativo	**Passivo**
2015	109	13
2016 em diante	897	3.018
Parcela registrada contabilmente	1.006	3.031
País	215	–
Exterior	3.200	–
Parcela não registrada contabilmente	3.415	–
Total	4.421	3.031

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possuía créditos tributários no exterior não registrados no montante de US$ 3.200 (US$ 2.223 em 31 de dezembro de 2013) decorrentes de prejuízos fiscais acumulados, oriundos, principalmente, das atividades de exploração e produção de óleo e gás e refino nos Estados Unidos no valor de US$ 1.833 (US$ 1.680 em 31 de dezembro de 2013) e das empresas na Holanda e Espanha no valor de US$ 882 e US$ 485 respectivamente.

O quadro a seguir demonstra os prazos máximos para aproveitamento dos créditos tributários não registrados no exterior:

Decurso de prazo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 em diante	Total
Créditos tributários não registrados	37	73	155	231	49	448	161	65	84	6	1.891	3.200

21.3. Reconciliação do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro

A reconciliação entre a despesa com impostos e o produto "lucro antes do imposto de renda" multiplicada pelas alíquotas de impostos corporativos estatutários está definido na tabela abaixo:

	2014	2013	2012
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	(8.824)	13.410	14.493
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas nominais (34%)	3.000	(4.558)	(4.928)
Ajustes para apuração da alíquota efetiva:			
· Benefícios fiscais decorrentes da dedução da distribuição de juros sobre o capital próprio	66	1.306	1.612
· Diferentes alíquotas de imposto jurisdicional para empresas no exterior	559	644	335
· Incentivos fiscais	26	57	58
· Prejuízos fiscais não reconhecidos	(1.289)	(1)	(341)
· Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (nota explicativa 3)	(907)	–	–
· Lucro não tributável (despesas dedutíveis), líquido (*)	(338)	(198)	(559)
· Créditos fiscais de empresas no exterior em fase exploratória	(1)	(2)	(2)
· Outros	205	174	263
Benefício de imposto de renda (despesa)	1.321	(2.578)	(3.562)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.045	(402)	(1.266)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(1.724)	(2.176)	(2.296)
	1.321	(2.578)	(3.562)
Alíquota efetiva	15,0%	19,2%	24,6%

(*) Inclui equivalência patrimonial.

22. Benefícios concedidos a empregados

Abaixo, o saldo dos benefícios de funcionários (pós-emprego) em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

	2014	2013
Passivo		
Plano de pensão Petros	7.874	5.342
Plano de pensão Petros 2	287	121
Plano de saúde AMS	9.019	6.999
Outros planos	107	111
	17.287	12.573
Circulante	796	816
Não circulante	16.491	11.757
	17.287	12.573

O saldo atual está relacionado com uma estimativa dos pagamentos a serem realizados nos próximos 12 meses.

22.1. Planos Petros e Petros 2

A gestão dos planos de previdência complementar da Companhia é responsabilidade da Fundação Petrobras de Seguridade Social (Petros) que foi constituída pela Petrobras como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira.

a) Plano Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros é um plano de previdência de benefício definido, instituído pela Petrobras em julho de 1970, que assegura aos participantes uma complementação do benefício concedido pela Previdência Social, e é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras e da Petrobras Distribuidora - BR. O plano está fechado aos empregados admitidos a partir de setembro de 2002.

A avaliação do plano de custeio da Petros é procedida por atuários independentes, em regime de capitalização, para a maioria dos benefícios. As patrocinadoras efetuam contribuições regulares em valores iguais aos valores das contribuições dos participantes (empregados, assistidos e pensionistas), ou seja, de forma paritária.

Na apuração de eventual déficit no plano de benefício definido este deverá ser equacionado por participantes e patrocinadores, conforme Emenda Constitucional nº 20/1998 e Lei Complementar nº 109/2001, observada a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que for apurado aquele resultado.

Em 31 de dezembro 2014, os saldos dos Termos de Compromisso Financeiro - TCF, assinados em 2008 pela Companhia e a Petros, totalizavam US$ 3.451, dos quais US$ 205, de juros que vencem em 2015. Os compromissos dos TCF têm prazo de vencimento em 20 anos com pagamento de juros semestrais de 6% a.a. sobre o saldo a pagar atualizado. Nesta mesma data, a Companhia possuía estoque de petróleo e/ou derivados dado como garantia dos TCF no valor de US$ 2.316.

Em 2014, houve incorporação aos benefícios de aposentados dos níveis salariais concedidos aos trabalhadores da ativa por meio de Acordos Coletivos de Trabalho da Petrobras dos anos de 2004, 2005 e 2006, conforme deliberado pelo Conselho Deliberativo da Fundação Petros.

As contribuições esperadas das patrocinadoras para 2015 são de US$ 440.

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2014 é de 11,49 anos.

b) Plano Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

O Plano Petros 2 foi implementado em julho de 2007, na modalidade de contribuição variável, pela Petrobras e algumas controladas que assumiram o serviço passado das contribuições correspondentes ao período em que os participantes estiveram sem plano, a partir de agosto de 2002, ou da admissão posterior, até 29 de agosto de 2007. O Plano Petros 2 é direcionado atualmente aos empregados da Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Stratura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A. – TBG, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro e Petrobras Biocombustível e está aberto para novas adesões, mas não haverá o pagamento de serviço passado.

A parcela desse plano com característica de benefício definido refere-se à cobertura de risco com invalidez e morte, garantia de um benefício mínimo e renda vitalícia, sendo que os compromissos atuariais relacionados estão registrados de acordo com o método da unidade de crédito projetada. A parcela do plano com característica de contribuição definida destina-se à formação de reserva para aposentadoria programada, cujas contribuições são reconhecidas no resultado no respectivo mês de competência. Em 2014, a contribuição da Companhia para parcela de contribuição definida totalizou US$ 345 em 2014.

A parcela da contribuição com característica de benefício definido está suspensa entre 1º de julho de 2012 a 30 de junho de 2015, conforme decisão do Conselho Deliberativo da Fundação Petros, que se baseou na recomendação da Consultoria Atuarial da Fundação. Dessa forma, toda contribuição deste período está sendo destinada para conta individual do participante.

Para 2015, as contribuições estimadas dos empregadores para a contribuição definida do plano é de US$ 325. O prazo do passivo atuarial relacionado com o plano em 31 de dezembro de 2014 é de 41,80 anos.

22.2. Outros planos

A Companhia também patrocina outros planos de pensão e saúde no país e no exterior, dentre os quais se destacam planos no exterior com características de benefício definido, por meio de controladas na Argentina, Japão e outros países cuja maioria dos planos é financiada e os ativos são mantidos em trustes, fundações ou entidades similares que são regidas pelas regulamentações locais.

22.3. Ativos dos planos de pensão

A estratégia de investimentos para ativos dos planos de benefícios é reflexo de uma visão de longo prazo, de uma avaliação dos riscos inerentes às diversas classes de ativos, bem como da utilização da diversificação como mecanismo de redução de risco da carteira. A carteira de ativos do plano deverá obedecer às normas definidas pelo Conselho Monetário Nacional.

A Fundação Petros elabora Políticas de Investimentos que têm a função de nortear a gestão de investimento para períodos de 5 anos, que são revisadas anualmente. O modelo de *ALM – Asset and Liability Management* é utilizado para resolver descasamentos de fluxo de caixa líquido dos planos de benefícios por ela administrados, considerando parâmetros de liquidez e solvência, adotando-se nas simulações o horizonte de 30 anos.

Os limites de alocação dos ativos determinados na Política de Investimentos do Plano Petros Sistema Petrobras no período entre 2015 a 2019 são de: 30% a 60% em renda fixa, 30% a 45% em renda variável, 3% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 4% a 13% em investimentos estruturados e de 0% a 1% em renda variável global. Enquanto os limites de alocação do Plano Petros 2 para o mesmo período são de: 30% a 90% em renda fixa, 5% a 25% em renda variável, 0% a 8% em imóveis, 0% a 15% em empréstimos a participantes, 0% a 10% em investimentos estruturados e de 0% a 3% em renda variável global.

Os ativos dos planos de pensão, segregados por categoria, são os seguintes:

				2014		2013
Categoria do Ativo	**Preços cotados em mercado ativo**	**Preços não cotados em mercado ativo**	**Valor justo total**	**%**	**Valor justo total**	**%**
Renda fixa	5.881	1.834	7.715	38%	8.521	37%
Títulos privados	–	374	374		536	
Títulos públicos	5.881	–	5.881		6.523	
Outros investimentos	–	1.460	1.460		1.462	
Renda variável	8.323	361	8.684	44%	10.499	47%
Ações ordinárias e preferenciais	8.323	–	8.323		10.152	
Outros investimentos	–	361	361		347	
Investimentos estruturados	–	1.601	1.601	7%	1.571	7%
Fundos de *private equity*	–	1.427	1.427		1.464	
Fundos de *venture capital*	–	20	20		29	
Fundos imobiliários	–	154	154		78	
Imóveis	–	1.436	1.436	7%	1.387	6%
	14.204	5.232	19.436	96%	21.978	97%
Empréstimos a participantes			715	4%	757	3%
			20.151	100%	22.735	100%

Em 31 de dezembro de 2014, os investimentos incluem ações ordinárias e preferenciais da Petrobras no valor de US$ 108 e de US$ 157, respectivamente, e imóveis alugados pela Companhia no valor de US$ 168.

Os ativos de empréstimos concedidos a participantes são avaliados ao custo amortizado, o que se aproxima do valor de mercado.

22.4. Plano de Saúde - Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS)

A Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, Petrobras Biocombustível e Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia – TBG mantêm um plano de assistência médica (AMS), que cobre todos os empregados das empresas no Brasil (ativos e inativos) e dependentes. O plano é administrado pela própria Companhia e sua gestão é baseada em princípios de autossustentabilidade do benefício, e conta com programas preventivos e de atenção à saúde. O principal risco atrelado a benefícios de saúde é o relativo ao ritmo de crescimento dos custos médicos, que decorre tanto da implantação de novas tecnologias e inclusão de novas coberturas quanto de um maior consumo de saúde. Nesse sentido, a Companhia busca mitigar esse risco por meio de aperfeiçoamento contínuo de seus procedimentos técnicos e administrativos, bem como aprimoramento dos diversos programas oferecidos aos beneficiários.

Os empregados contribuem com uma parcela mensal pré-definida para cobertura de grande risco e com uma parcela dos gastos incorridos referentes às demais coberturas, ambas estabelecidas conforme tabelas de participação baseadas em determinados parâmetros, incluindo níveis salariais, além do benefício farmácia que prevê condições especiais na aquisição, em farmácias cadastradas distribuídas em todo o território nacional, de certos medicamentos. O plano de assistência médica não está coberto por ativos garantidores. O pagamento dos benefícios é efetuado pela Companhia com base nos custos incorridos pelos participantes.

A duração média do passivo atuarial do plano em 31 de dezembro de 2014 é de 21,18 anos.

22.5. Obrigações e despesas líquidas atuariais, calculados por atuários independentes, e valor justo dos ativos dos planos

As informações de outros planos foram agregadas, uma vez que o total de ativos e obrigações destes planos não são significativos. Todos os planos têm acumulado obrigações de benefícios em excesso aos ativos dos planos.

a) Movimentação das obrigações atuariais, do valor justo dos ativos e dos valores reconhecidos no balanço patrimonial

					2014
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Movimentação do valor presente das obrigações					
Obrigações no início do exercício	27.804	354	6,999	151	35,308
Despesa de juros:	3.599	45	969	17	4,630
Termo de compromisso financeiro	441	–	–	–	441
Atuarial	3.158	45	969	17	4,189
Custo atual do serviço	58	33	176	11	278
Contribuições pagas por participantes	164	–	–	–	164
Benefícios pagos	(1.236)	(10)	(395)	(6)	(1,647)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – experiência	1.114	158	(350)	7	929
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses demográficas	(2.022)	(55)	(757)	(6)	(2,840)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses financeiras	1.966	77	3,645	5	5,693
Outros	–	–	–	7	7
Ajuste cumulativo de conversão	(3.738)	(59)	(1,268)	(19)	(5,084)
Obrigações no final do exercício	27.709	543	9,019	167	37,438
Movimentações no valor justo dos ativos do plano					
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	22.462	233	–	40	22,735
Receita de juros	2.863	29	–	4	2,896
Contribuições pagas pela empresa	245	–	396	7	648
Contribuições pagas por participantes	164	–	–	–	164
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	203	–	–	–	203
Benefícios pagos	(1.236)	(10)	(395)	(6)	(1,647)
Remensuração: retorno sobre os ativos excedentes à receita de juros	(2.206)	37	–	4	(2,165)
Outros	(1)	–	–	20	19
Ajuste cumulativo de conversão	(2.659)	(33)	(1)	(9)	(2,702)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	19.835	256	–	60	20,151
Valores reconhecidos do balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	27.709	543	9,019	167	37,438
(-) Valor presente dos ativos do plano	(19.835)	(256)	–	(60)	(20,151)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	7.874	287	9,019	107	17,287
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	5.342	121	6,999	111	12,573
Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	3.264	143	2,538	2	5,947
Custos incorridos no período	794	49	1,155	24	2,022
Pagamento de contribuições	(245)	–	(396)	(7)	(648)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(203)	–	–	–	(203)
Outros	1	–	–	(13)	(12)
Ajuste cumulativo de conversão	(1.079)	(26)	(1,277)	(10)	(2,392)
Saldo em 31 de dezembro de	7.874	287	9,019	107	17,287

					2013
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Movimentação do valor presente das obrigações					
Obrigações no início do exercício	38.548	789	8.390	182	47.909
Despesa de juros:	3.373	73	735	20	4.201
Termo de compromisso financeiro	298	–	–	1	299
Atuarial	3.075	73	735	19	3.902
Custo atual do serviço	484	145	192	10	831
Contribuições pagas por participantes	182	–	–	–	182
Benefícios pagos	(1.155)	(6)	(364)	(10)	(1.535)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – experiência	1.701	(118)	(1.978)	(2)	(397)
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses demográficas	323	(31)	2	(5)	289
Remensuração: (Ganhos) /perdas – hipóteses financeiras	(11.215)	(443)	1.066	5	(10.587)
Outros	–	22	–	(27)	(5)
Ajuste cumulativo de conversão	(4.437)	(77)	(1.044)	(22)	(5.580)
Obrigações no final do exercício	27.804	354	6.999	151	35.308
Movimentações no valor justo dos ativos do plano					
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	27.407	242	–	36	27.685
Receita de juros	2.461	22	–	4	2.487
Contribuições pagas pela empresa	255	–	364	24	643
Contribuições pagas por participantes	182	–	–	–	182
Recebimentos vinculados ao termo de compromisso financeiro	153	–	–	–	153
Benefícios pagos	(1.155)	(6)	(364)	(10)	(1.535)
Remensuração: retorno sobre os ativos excedentes à receita de juros	(3.458)	8	–	3	(3.447)
Outros	–	–	–	(13)	(13)
Ajuste cumulativo de conversão	(3.383)	(33)	–	(4)	(3.420)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	22.462	233	–	40	22.735
Valores reconhecidos do balanço patrimonial					
Valor presente das obrigações	27.804	354	6.999	151	35.308
(-) Valor presente dos ativos do plano	(22.462)	(233)	–	(40)	(22.735)
Passivo atuarial líquido em 31 de dezembro	5.342	121	6.999	111	12.573
Movimentação do passivo atuarial líquido					
Saldo em 1º de janeiro	11.141	547	8.390	146	20.224
Efeitos de remensuração reconhecidos em outros resultados abrangentes	(5.733)	(600)	(910)	(5)	(7.248)
Custos incorridos no período	1.396	218	927	25	2.566
Pagamento de contribuições	(255)	–	(364)	(24)	(643)
Pagamento do termo de compromisso financeiro	(153)	–	–	–	(153)
Outros	–	22	–	(14)	8
Ajuste cumulativo de conversão	(1.054)	(66)	(1.044)	(17)	(2.181)
Saldo em 31 de dezembro	5.342	121	6.999	111	12.573

b) Custos de benefício definido

					2014
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Petros
Custo do serviço	58	33	176	11	278
Juros sobre passivo/(ativo) líquido	736	16	969	13	1.734
Outros	–	–	10	–	10
Custo líquido do exercício	794	49	1.155	24	2.022
Relativo a empregados ativos:					
Incluído no custo de vendas	255	26	347	(1)	627
Despesas operacionais no resultado	140	22	179	24	365
Relativo aos inativos	399	1	629	1	1.030
Custo líquido do exercício	794	49	1.155	24	2.022

					2013
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Petros
Custo do serviço	484	145	192	10	831
Juros sobre passivo/(ativo) líquido	912	51	735	16	1.714
Outros	–	22	–	(1)	21
Custo líquido do exercício	1.396	218	927	25	2.566
Relativo a empregados ativos:					
Incluído no custo de vendas	597	119	267	3	986
Despesas operacionais no resultado	355	94	211	20	680
Relativo aos inativos	444	5	449	2	900
Custo líquido do exercício	1.396	218	927	25	2.566

					2012
	Planos de pensão		Plano de saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Petros
Custo do serviço	(9)	197	146	7	341
Juros sobre passivo/(ativo) líquido	722	61	892	6	1.681
Outros	(8)	26	39	12	69
Custo líquido do exercício	705	284	1.077	25	2.091
Relativo a empregados ativos:					
Incluído no custo de vendas	218	124	228	4	574
Despesas operacionais no resultado	121	153	180	21	475
Relativo aos inativos	366	7	669	–	1.042
Custo líquido do exercício	705	284	1.077	25	2.091

c) Análise de sensibilidade

A Variação de 1 p.p. nas premissas de taxa de desconto e custos médicos teriam os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto				Custos médicos	
	Pensão		Saúde		Saúde	
	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps
Obrigação atuarial	(2.632)	3.187	(1.024)	1.260	1.303	(1.075)
Custo do serviço e juros	(147)	183	(20)	24	53	(44)

d) Premissas atuariais adotadas no cálculo

Premissas	2014	2013
Taxa de desconto (Real)	6,14% (1) / 6,20% (2) / 6,15% (3)	6,56% (1) / 6,65% (2) / 6,58% (3)
Inflação (IPCA)	6,50% (1) (2) (3) (4)	5,93% (1) (2) (3)
Taxa de desconto nominal (Real + Inflação)	13,04% (1) / 13,10% (2) / 13,05(3)	12,88% (1) / 12,97% (2) / 12,90% (3)
Taxa de crescimento salarial (Real)	1,761% (1) / 3,77% (2)	1,981% (1) / 4,044% (2) (5)
Taxa de crescimento salarial Nominal (Real + Inflação)	8,37% (1) / 10,52 (2)	8,03% (1) / 10,21% (2)
Taxa de rotatividade do plano de saúde	0,642% a.a. (6)	0,590% a.a. (6)
Taxa de rotatividade do plano de pensão	Nula	Nula
Taxa de variação de custos médicos e hospitalares	14,47% a 3,00% a.a. (7)	11.62% to 4.09% p.a. (7)
Tábua de mortalidade geral	EX-PETROS 2013 (ambos os gêneros) (8)	AT 2000 Básica, específica por sexo e suavizada em 20% (8)
Tábua de entrada em invalidez	TASA 1927 (9)	TASA 1927 (9)
Tábua de mortalidade de inválidos	AT 49 Masculina agravada em 10% (10)	Winklevoss por sexo suavizada em 20% (10)
Idade de entrada na aposentadoria	Homem, 57 anos / Mulher, 56 anos (11)	Homem, 56 anos / Mulher, 55 anos (1) (11) Homem, 53 anos / Mulher, 48 anos (2)

(1) Plano Petros Sistema Petrobras.
(2) Plano Petros 2.
(3) Plano AMS.
(4) Curva de inflação sendo projetada com base no mercado em 6,30% para 2015 e atingindo 3,00% em 2030.
(5) Taxa decrescente atingindo 3,395% a partir de 2015
(6) Rotatividade média apenas da patrocinadora Petrobras, que varia de acordo com a idade e tempo de serviço.
(7) Taxa decrescente atingindo nos próximos 30 anos a expectativa de inflação projetada de longo prazo. Refere-se apenas a taxa da patrocinadora.
(8) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de Mortalidade AT-2000 Feminina suavizada em 10% (2014) e AT 2000 (80% masculino + 20% feminino) suavizada em 10% (2013).
(9) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram utilizadas as Tábuas de Entrada em Invalidez Álvaro Vindas.
(10) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foram aplicadas as Tábuas de Mortalidade de Inválidos IAPB 1957.
(11) Exceto para o Plano Petros 2, para o qual foi utilizada a elegibilidade conforme as regras do Regime Geral de Previdência Social (RGPS).

Em relação à premissa atuarial de mortalidade geral, em 2014 a Companhia passou a utilizar a Tábua de mortalidade geral EX-PETROS 2013 (para ambos os gêneros), em substituição à Tábua de Mortalidade AT 2000, que foi utilizada na avaliação atuarial do exercício de 2013. A Tábua EX-PETROS tem característica bidimensional, através da qual se evidenciam tanto a mortalidade por idade quanto os ganhos de longevidade das idades ao longo dos anos. Essa Tábua, já devidamente reconhecida nas entidades técnicas atuariais, foi formulada com base em dados expressivos da experiência de longo período dos participantes do Plano Petros do Sistema Petrobras. Da Tábua EX-PETROS, o atuário independente da Fundação Petros coletou a posição do ano de 2013 como a observação da série anual mais aderente estatisticamente à característica populacional da massa de participantes.

e) Perfil de vencimento da obrigação

					2014
	Plano de pensão		Saúde		
	Petros	Petros 2	AMS	Outros planos	Total
Até 1 Ano	1.654	13	355	2	2.024
De 1 A 2 Anos	1.614	15	370	2	2.001
De 2 A 3 Anos	1.583	16	381	2	1.982
De 3 A 4 Anos	1.549	17	391	2	1.959
Mais de 4 Anos	21.309	482	7.522	159	29.472
	27.709	543	9.019	167	37.438

22.6. Outros planos de contribuição definida

A Petrobras por meio de suas controladas no país e no exterior também patrocina planos de aposentadoria aos empregados de contribuição definida. As contribuições pagas no exercício de 2014, reconhecidas no resultado, totalizaram US$ 5.

22.7. Participação nos lucros ou resultados

A participação dos empregados nos lucros ou resultados (PLR) tem por base as disposições legais vigentes, bem como as diretrizes estabelecidas pelo Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - DEST, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, e pelo Ministério de Minas e Energia, estando relacionada ao lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras.

Em março de 2014, a Companhia concluiu as negociações com as entidades sindicais sobre uma nova metodologia para regramento da PLR, finalizando, assim, o processo iniciado no Acordo Coletivo de Trabalho 2013/2015.

Com as novas regras, o montante de PLR a ser distribuído aos empregados é calculado com base no resultado de seis indicadores corporativos, cujas metas são definidas a cada ano pela Administração da Companhia (níveis máximos permissíveis de transbordamento de petróleo bruto e produtos relacionados com o petróleo, custo de extração de petróleo excluindo os impostos de produção no Brasil, petróleo bruto e produção de GNL no Brasil, matéria-prima processada, excluindo o GNL no Brasil, a eficiência operacional de embarcação e o percentual de cumprimento com o cronograma de entrega de gás natural).

O resultado do atingimento das metas individuais deste conjunto de indicadores leva a um percentual de cumprimento global de metas, utilizado como base na definição do percentual do lucro a ser distribuído aos empregados.

Entretanto, ainda segundo a nova metodologia, caso a empresa não tenha lucro e todas as metas sejam alcançadas, o valor a ser pago individualmente será de metade da remuneração mensal do empregado acrescido de metade do menor valor pago da PLR no exercício anterior.

PLR do exercício de 2013

Nos termos da negociação, a nova metodologia foi aplicada na quitação da PLR relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, cujo pagamento ocorreu no dia 2 de maio de 2014, resultando no reconhecimento de despesa no montante de US$ 164, a título de complemento de PLR, classificado na demonstração de resultado em outras receitas (despesas).

Com base no resultado consolidado dos indicadores corporativos para 2013, uma distribuição de 6,25% foi aplicada ao lucro líquido expresso em reais.

PLR do exercício de 2014

Em 2014, as metas anuais dos seis indicadores corporativos foram atingidas, contudo, a Companhia registrou um prejuízo líquido. De acordo com as normas alteradas, a Companhia reconheceu uma despesa relacionada com participação nos lucros de US$ 444.

22.8. Plano de incentivo ao desligamento voluntário

Em janeiro de 2014, a Companhia implementou o Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) que é fruto do Programa de Otimização de Produtividade – POP, visando contribuir para o alcance das metas de desempenho do Plano de Negócios e Gestão.

O período de inscrições ao PIDV encerrou em 31 de março de 2014 e totalizou 8.298 empregados. Após a adesão, estes empregados foram classificados em uma de cinco categorias, com datas de desligamentos previstas entre 2014 e 2017, de acordo com plano de ação de gestão do conhecimento ou de sucessão gerencial inerentes aos processos e atividades em que atuam.

Os empregados que aderiram ao PIDV tinham 55 anos ou mais e estavam aposentados pelo INSS até 31 de março de 2014, conforme previsto no Plano, podendo desistir a qualquer momento, situação em que não farão jus ao incentivo financeiro.

O incentivo financeiro a ser pago aos empregados que cumprirem o plano de ação contempla parcelas fixas equivalentes a dez remunerações normais, cujo piso é de US$ 80 mil e o teto de US$ 265 mil, parcelas variáveis de 15% a 25% de uma remuneração por mês, a partir do 7º mês de permanência até a data do desligamento.

A Companhia reconheceu a provisão em 31 de março de 2014, estando sujeita a alteração pela ocorrência de possíveis desistências, da atualização das remunerações nos acordos coletivos de trabalho até a data da rescisão dos empregados, da atualização do piso e do teto pelo IPCA, além do reconhecimento das parcelas variáveis.

No período de abril a dezembro de 2014, a Companhia registrou 4.936 desligamentos e 481 desistências de empregados que aderiram ao PIDV, cuja movimentação da provisão está representada a seguir:

Saldo em 31 de março de 2014	1.059
Revisão de provisão (*)	21
Desligamentos no período	(609)
Ajuste cumulativo de conversão	(81)
Saldo final em 31 de dezembro de 2014	390
Circulante	206
Não circulante	184

(*) Inclui desistências, reajuste salarial e atualização do piso e do teto pelo IPCA.

23. Patrimônio líquido

23.1. Capital social (líquido dos custos de emissão de ações)

Em 31 de dezembro de 2014, o capital subscrito e integralizado no valor de US$ 107.380 (US$ 107.371 em 31 de dezembro de 2013) está representado por 7.442.454.142 ações ordinárias e 5.602.042.788 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital, não asseguram direito de voto e não são conversíveis em ações ordinárias.

Aumento de capital com reservas em 2014

A Assembleia Geral Extraordinária, realizada em conjunto com a Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, em 02 de abril de 2014, aprovou um aumento de capital mediante a capitalização de uma porção da reserva de lucros de incentivos fiscais constituídas em 2013 no montante de US$ 9, em atendimento ao artigo 35, parágrafo 1 da

Portaria nº 283/13 do Ministro do Estado da Integração Nacional. Essa capitalização foi efetivada sem a emissão de novas ações, de acordo com o artigo 169, parágrafo 1 da Lei das Sociedades por Ações, Lei nº 6.404/76.

Gastos adicionais com emissão de ações – include custos de transação diretamente incorridos na captação de recursos por meio de emissão de ações, líquidos de impostos.

23.2. Mudança de participação em controladas

Diferenças entre o valor pago e o montante contábil decorrentes das variações de participações em controladas que não resultem em perda de controle, considerando que se tratam de transações de capital, ou seja, transações com os acionistas, na qualidade de proprietários.

23.3. Reservas de lucros

Reserva legal – representa 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei das Sociedades por Ações.

Reserva estatutária – constituída mediante a apropriação do lucro líquido de cada exercício de um montante equivalente a, no mínimo, 0,5% do capital social integralizado no fim do exercício e destina-se ao custeio dos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico. O saldo desta reserva não pode exceder a 5% do capital social integralizado, de acordo com o artigo 55 do Estatuto Social da Companhia.

Reserva de incentivos fiscais – constituída mediante destinação de parcela do resultado do exercício equivalente aos incentivos fiscais, decorrentes de doações ou subvenções governamentais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva somente poderá ser utilizada para absorção de prejuízos ou aumento de capital social.

A Companhia registrou um prejuízo líquido em 2014, portanto, o impacto dos incentivos fiscais nas regiões norte e nordeste do Brasil das Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e Superintendências de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM) não foram alocados para a reserva de incentivos fiscais. Contudo, o impacto dos incentivos fiscais será alocado para a reserva de incentivos fiscais em exercícios futuros, de acordo com o Capítulo I da Lei 12.973/14.

Reserva de retenção de lucros –é destinada à aplicação em investimentos previstos em orçamento de capital, principalmente nas atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, em conformidade com o artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações.

O saldo acumulado do déficit de US$ 7.363 em 31 de dezembro de 2014 será alocado para a reserva de retenção de lucros.

23.4. Outros Resultados Abrangentes Acumulados

Ganhos e perdas atuariais provenientes do plano de benefício definido, o resultado em operações de hedge de caixa, as variações de valor justo envolvendo ativos mantidos para venda e diferenças de conversão para real das demonstrações contábeis consolidadas da moeda funcional (reais) para a moeda de apresentação (dólares norte-americanos).

23.5. Dividendos

Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos e/ou juros sobre o capital, que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

Uma vez que a Companhia proponha remuneração aos acionistas, as ações preferenciais têm prioridade no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior, participando em igualdade com as ações ordinárias, nos aumentos do capital social decorrentes de incorporação de reservas e lucros.

Dividendos – 2013

A Assembleia Geral Ordinária de 2 de abril de 2014 aprovou a distribuição de dividendos na forma de juros sobre o capital próprio de US$ 3.970, que corresponde a US$ 0,2227 por ação ordinária e US$ 0,4129 por ação preferencial (convertida em dólares norte-americanos utilizando a taxa de fechamento de 2013). Esses dividendos foram pagos em 25 de abril de 2014 e a data de registro foi 2 de abril de 2014. Os valores pagos foram o índice ajustado com base na taxa SELIC a partir de 31 de dezembro de 2013 até a data do pagamento.

Relativamente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, não há dividendo proposto pelo Conselho de Administração da Companhia, considerando a inexistência de lucro, conforme a seguir demonstrado.

23.6. Resultado por ação

	2014	2013	2012
Lucro (prejuízo) líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	(7.367)	11.094	10.931
Média ponderada da quantidade de ações ordinárias e preferenciais em circulação	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Lucro (prejuízo) líquido básico e diluído por ação ordinária e preferencial (US$ por ação)	(0,56)	0,85	0,85

24. Receita de vendas

	2014	2013	2012
Receita bruta de vendas	174.031	172.016	176.714
Encargos de vendas	(30.374)	(30.554)	(32.611)
Receita de vendas (*)	143.657	141.462	144.103
Diesel	42.586	41.435	38.558
Gasolina automotiva	23.702	23.470	23.277
Óleo combustível (incluindo bunker)	4.357	3.464	2.864
Nafta	5.622	5.885	5.745
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	3.729	3.960	4.126
Querosene de aviação (QAV)	5.562	5.553	5.862
Outros derivados de petróleo	5.771	5.760	5.958
Subtotal de derivados	91.329	89.527	86.392
Gás natural	8.035	7.376	6.580
Etanol, nitrogenados e renováveis	3.862	4.868	4.027
Eletricidade, serviços e outros	8.384	4.693	3.498
Total do mercado interno	111.610	106.464	100.497
Exportações	13.930	15.172	22.353
Vendas internacionais (**)	18.117	19.826	21.253
Receitas de vendas (*)	143.657	141.462	144.103

(*) A receita de vendas por segmento de negócio está apresentada na nota explicativa 29.
(**) Receita proveniente de vendas realizadas no exterior, exceto exportações.

25. Outras despesas líquidas

	2014	2013	2012
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.089)	(923)	(856)
Gastos com PIDV (nota explicativa 22.8)	(1.035)	–	–
Plano de pensão e saúde – inativos	(1.030)	(900)	(1.042)
Relações institucionais e projetos culturais	(743)	(821)	(777)
Ganhos / (perdas) sobre a desmobilização de áreas devolvidas/abandonadas	(443)	58	–
Acordo coletivo de trabalho	(440)	(419)	(444)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(268)	(19)	–
Processos judiciais, administrativos e de arbitragem	(194)	(269)	(716)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(143)	(225)	(289)
Subvenções governamentais	61	181	385
Resultado com alienação / baixa de ativos (**)	(213)	1.764	(2)
Ressarcimentos com operações em parcerias de E&P	360	241	268
Outros (*)	(116)	219	167
	(5.293)	(1.113)	(3.306)

(*) Em 2014, inclui complemento de PLR, relativa ao exercício de 2013, conforme nota explicativa 22.7.
(**) Inclui o valor de US$ 1.304 milhões referente ao ganho na venda de participação da Petrobras Energia Peru S.A (nota explicativa 10.1) e o valor de US$ 1.236, referente à baixa dos projetos das Refinarias Premium I e II (nota explicativa 12.4).

26. Despesas por natureza

	2014	2013	2012
Matérias-primas / produtos para revenda	(58.539)	(60.068)	(58.410)
Impostos de produção	(13.500)	(14.498)	(16.083)
Remuneração dos funcionários	(13.215)	(12.769)	(12.071)
Depreciação, exaustão e amortização	(13.023)	(13.188)	(11.119)
Variação dos estoques	(1.181)	1.681	724
Materiais, fretes, alugueis, serviços de terceiros e outros	(23.847)	(23.202)	(24.719)
Perdas em créditos de liquidação duvidosa	(2.378)	(73)	(39)
Gastos de exploração baixados (incl. poços secos e bônus de assinatura)	(2.178)	(1.892)	(2.847)
Outros	(760)	(780)	(386)
Processos judiciais, administrativos e arbitrais	(194)	(269)	(716)
Relações institucionais e projetos culturais	(743)	(821)	(777)
Paradas não programadas e gastos pré-operacionais	(1.089)	(923)	(856)
Gastos com segurança, meio ambiente e saúde	(143)	(225)	(289)
Reversão/perda no valor de recuperação de ativos - *impairment*	(16.823)	(544)	(137)
Resultado com alienação/baixa de ativos	(213)	1.764	(2)
Devolução de campos e projetos cancelados do E&P	(268)	(19)	–
Baixa contábil- gastos adicionais capitalizados indevidamente	(2.527)	–	–
Resultado relacionado ao abandono de áreas	(443)	58	–
	(151.064)	(125.768)	(127.727)
Na demonstração do resultado			
Custo dos produtos e serviços vendidos	(109.477)	(108.834)	(108.276)
Despesas com vendas	(6.827)	(4.904)	(4.927)
Despesas gerais e administrativas	(4.756)	(4.982)	(5.034)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(3.058)	(2.959)	(3.994)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(1.099)	(1.132)	(1.143)
Reversão/perda no valor de recuperação de ativos - *impairment*	(16.823)	(544)	(137)
Outros impostos	(760)	(780)	(386)
Baixa contábil- gastos adicionais capitalizados indevidamente	(2.527)	–	–
Outras despesas líquidas	(5.293)	(1.113)	(3.306)
Participação nos lucros ou resultados	(444)	(520)	(524)
	(151.064)	(125.768)	(127.727)

27. Resultado financeiro líquido

	2014	2013	2012
Variações cambiais e monetárias s/ endividamento líquido (*)	(561)	(1,603)	(3,327)
Despesa com endividamentos	(6.734)	(5,491)	(5,152)
Receita com aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários	1.007	1,278	1,716
Resultado financeiro sobre endividamento líquido	(6.288)	(5,816)	(6,763)
Encargos financeiros capitalizados	3.600	3,921	3,807
Ganhos (perdas) com instrumentos derivativos	337	(181)	(52)
Resultado com títulos e valores mobiliários	(39)	(95)	919
Outras despesas e receitas financeiras líquidas	(159)	(320)	404
Outras variações cambiais e monetárias líquidas	914	(300)	(241)
Resultado financeiro líquido	(1.635)	(2,791)	(1,926)
Receitas	1.949	1,815	3,659
Despesas	(3.923)	(2,673)	(2,016)
Variações cambiais e monetárias, líquidas	339	(1,933)	(3,569)
	(1.635)	(2,791)	(1,926)

(*) Inclui a dívida no Brasil (em reais) indexada ao dólar norte-americano.

28. Informações complementares à demonstração do fluxo de caixa

	2014	2013	2012
Valores pagos e recebidos durante o exercício:			
Imposto de renda e contribuição social	853	1.446	1.093
Imposto de renda retido na fonte de terceiros	1.852	1.954	2.045
Transações de investimentos e financiamentos que não envolvem caixa			
Aquisição de imobilizado a prazo	123	209	187
Constituição (reversão) de provisão para desmantelamento de áreas	1.999	(629)	5.208

29. Informações por segmento

Ativos consolidados por área de negócios – 31.12.2014

	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Circulante	6.008	14.724	3.979	65	3.481	2.345	24.160	(3.930)	50.832
Não circulante	145.516	55.314	24.388	1.044	3.740	10.664	8.225	(1.036)	247.855
Realizável a longo prazo	6.729	3.605	1.411	3	1.211	1.848	5.029	(973)	18.863
Investimentos	200	1.807	524	836	15	2.226	145	–	5.753
Imobilizado	135.671	49.662	22.126	205	2.284	6.058	2.787	(63)	218.730
Em operação	99.313	40.940	17.868	189	1.730	3.716	2.094	(63)	165.787
Em construção	36.358	8.722	4.258	16	554	2.342	693	–	52.943
Intangível	2.916	240	327	–	230	532	264	–	4.509
Total do Ativo	151.524	70.038	28.367	1.109	7.221	13.009	32.385	(4.966)	298.687

Ativo Consolidado por Área de Negócio - 31.12.2013*

Circulante	5.902	19.141	3.864	77	2.380	5.089	21.643	(5.441)	52.655
Não circulante	146.805	73.393	23.839	1.119	4.874	13.034	6.897	(1.193)	268.768
Realizável a longo prazo	6.251	4.411	1.853	2	2.229	1.987	3.168	(1.119)	18.782
Investimentos	94	2.318	749	895	6	2.511	93	–	6.666
Imobilizado	126.716	66.522	20.882	222	2.350	7.971	3.312	(74)	227.901
Em operação	90.888	32.636	16.698	205	1.686	3.792	2.312	(74)	148.143
Em construção	35.828	33.886	4.184	17	664	4.179	1.000	–	79.758
Intangível	13.744	142	355	–	289	565	324	–	15.419
Total do Ativo	152.707	92.534	27.703	1.196	7.254	18.123	28.540	(6.634)	321.423

* A partir de 2014, a gestão dos negócios da controlada Liquigás Distribuidora S.A. foi transferida da área de Distribuição para a área do Abastecimento. Para fins de comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores foram reapresentados em 2013 na área de Abastecimento, atendendo a premissa da Administração e prestação de contas adotada para as Demonstrações Contábeis por Área de Negócio.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio

									Jan-Dez/2014
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	65.616	112.320	17.882	266	41.729	13.912	–	(108.068)	143.657
Intersegmentos	65.116	39.251	1.695	238	1.129	639	–	(108.068)	–
Terceiros	500	73.069	16.187	28	40.600	13.273	–	–	143.657
Custo dos produtos vendidos	(35.072)	(115.984)	(15.303)	(311)	(38.495)	(12.829)	–	108.517	(109.477)
Lucro (prejuízo) bruto	30.544	(3.664)	2.579	(45)	3.234	1.083	–	449	34.180
Receita (despesa)	(8.646)	(19.312)	(3.307)	(67)	(2.448)	(1.618)	(5.972)	227	(41.143)
Vendas, gerais e administrativas	(440)	(2.762)	(2.551)	(50)	(2.253)	(821)	(2.935)	229	(11.583)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.882)	–	–	–	–	(176)	–	–	(3.058)
Pesquisa e desenvolvimento	(548)	(192)	(85)	(15)	(1)	(1)	(257)	–	(1.099)
Tributárias	(52)	(95)	(124)	–	(12)	(111)	(366)	–	(760)
Redução do valor recuperável dos ativos	(2.133)	(12.782)	(117)	–	–	(1.791)	–	–	(16.823)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(804)	(1.398)	(266)	–	(9)	(9)	(41)	–	(2.527)
Outras despesas, líquidas	(1.787)	(2.083)	(164)	(2)	(173)	1.291	(2.373)	(2)	(5.293)
Lucro / (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	21.898	(22.976)	(728)	(112)	786	(535)	(5.972)	676	(6.963)
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(1.635)	–	(1.635)
Participação nos ganhos em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	16	120	195	(53)	–	(63)	3	–	218
Participação nos lucros ou resultados	(150)	(127)	(20)	(1)	(26)	(10)	(110)	–	(444)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	21.764	(22.983)	(553)	(166)	760	(608)	(7.714)	676	(8.824)
Imposto de renda e contribuição social	(7.635)	7.569	163	39	(261)	(493)	2.168	(229)	1.321
Lucro líquido (Prejuízo)	14.129	(15.414)	(390)	(127)	499	(1.101)	(5.546)	447	(7.503)
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	14.133	(15.405)	(410)	(127)	499	(1.145)	(5.359)	447	(7.367)
Acionistas não controladores	(4)	(9)	20	–	–	44	(187)	–	(136)
	14.129	(15.414)	(390)	(127)	499	(1.101)	(5.546)	447	(7.503)

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio (*)

									Jan-Dez/2013
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Bio-combustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	68.210	111.665	14.017	388	40.023	16.302	–	(109.143)	141.462
Intersegmentos	67.096	37.375	1.191	324	995	2.162	–	(109.143)	–
Terceiros	1.114	74.290	12.826	64	39.028	14.140	–	–	141.462
Custo dos produtos vendidos	(34.283)	(120.043)	(12.154)	(466)	(36.639)	(14.212)	–	108.963	(108.834)
Lucro (prejuízo) bruto	33.927	(8.378)	1.863	(78)	3.384	2.090	–	(180)	32.628
Receita (despesa)	(4.129)	(3.955)	(1.162)	(69)	(2.048)	(215)	(4.932)	96	(16.414)
Vendas, gerais e administrativas	(443)	(3.150)	(1.087)	(55)	(2.048)	(860)	(2.406)	163	(9.886)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.784)	–	–	–	–	(175)	–	–	(2.959)
Pesquisa e desenvolvimento	(523)	(242)	(57)	(16)	(2)	(2)	(290)	–	(1.132)
Tributárias	(238)	(166)	(81)	(1)	(15)	(141)	(138)	–	(780)
Redução do valor recuperável dos ativos	(4)	–	–	–	–	(540)	–	–	(544)
Outras despesas, líquidas	(137)	(397)	63	3	17	1.503	(2.098)	(67)	(1.113)
Lucro / (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	29.798	(12.333)	701	(147)	1.336	1.875	(4.932)	(84)	16.214
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(2.791)	–	(2.791)
Participação nos ganhos em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	2	73	243	(20)	2	174	33	–	507
Participação nos lucros ou resultados	(181)	(141)	(23)	(1)	(32)	(14)	(128)	–	(520)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	29.619	(12.401)	921	(168)	1.306	2.035	(7.818)	(84)	13.410
Imposto de renda	(10.070)	4.243	(230)	51	(443)	(246)	4.087	30	(2.578)
Lucro líquido (Prejuízo)	19.549	(8.158)	691	(117)	863	1.789	(3.731)	(54)	10.832
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	19.523	(8.150)	631	(117)	863	1.729	(3.331)	(54)	11.094
Acionistas não controladores	26	(8)	60	–	–	60	(400)	–	(262)
	19.549	(8.158)	691	(117)	863	1.789	(3.731)	(54)	10.832

*A partir de 2014, a gestão dos negócios da controlada Liquigás Distribuidora S.A. foi transferida da área de Distribuição para a área do Abastecimento. Para fins de comparabilidade, os resultados dos períodos anteriores foram reapresentados em 2013 na área de Abastecimento, atendendo a premissa da Administração e prestação de contas adotada para as Demonstrações Contábeis por Área de Negócio.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio (*)

									Jan-Dez/2012
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Biocombustíveis	Distribuição	Internacional	Corporativo	Eliminação	Total
Receita de vendas	74.714	116.826	11.803	455	40.596	17.929	–	(118.220)	144.103
Intersegmentos	73.871	37.950	1.288	365	878	3.868	–	(118.220)	–
Terceiros	843	78.876	10.515	90	39.718	14.061	–	–	144.103
Custo dos produtos vendidos	(33.632)	(130.439)	(9.621)	(488)	(36.915)	(14.538)	–	117.357	(108.276)
Lucro (prejuízo) bruto	41.082	(13.613)	2.182	(33)	3.681	3.391	–	(863)	35.827
Receita (despesa)	(5.438)	(3.837)	(1.080)	(95)	(2.259)	(1.430)	(4.937)	149	(18.927)
Vendas, gerais e administrativas	(494)	(3.087)	(967)	(64)	(2.200)	(922)	(2.376)	149	(9.961)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(3.613)	–	–	–	–	(381)	–	–	(3.994)
Pesquisa e desenvolvimento	(540)	(228)	(36)	(34)	(2)	–	(303)	–	(1.143)
Outras	(53)	(66)	(57)	(1)	(12)	(111)	(86)	–	(386)
Redução do valor recuperável dos ativos	(34)	135	(1)	–	–	(237)	–	–	(137)
Outras despesas, líquidas	(704)	(591)	(19)	4	(45)	221	(2.172)	–	(3.306)
Lucro / (prejuízo) antes do resultado financeiro, participações e impostos	35.644	(17.450)	1.102	(128)	1.422	1.961	(4.937)	(714)	16.900
Resultado financeiro líquido	–	–	–	–	–	–	(1.926)	–	(1.926)
Participação nos ganhos em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial	(1)	(104)	193	(27)	1	(14)	(5)	–	43
Participação nos lucros ou resultados	(178)	(146)	(18)	(1)	(36)	(14)	(131)	–	(524)
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	35.465	(17.700)	1.277	(156)	1.387	1.933	(6.999)	(714)	14.493
Imposto de renda	(12.057)	5.982	(367)	44	(473)	(1.147)	4.213	243	(3.562)
Lucro líquido (Prejuízo)	23.408	(11.718)	910	(112)	914	786	(2.786)	(471)	10.931
Atribuível aos:									
Acionistas da Petrobras	23.406	(11.718)	861	(112)	914	719	(2.565)	(471)	11.034
Acionistas não controladores	2	–	49	–	–	67	(221)	–	(103)
	23.408	(11.718)	910	(112)	914	786	(2.786)	(471)	10.931

* Com início em 2014, a Administração da Liquigás (subsidiária) foi alocada para o segmento de RTM (anteriormente, Distribuição). Os valores anteriormente demonstrados referentes a 2012 foram corrigidos para fins de comparação e os resultados anteriormente atribuíveis ao segmento de Distribuição agora são apresentados sob o segmento RTM, de acordo com a premissa da Administração e prestação de contas adotada para as demonstrações financeiras por segmento de negócios.

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

							Jan-Dez/2014
	E&P	**Abastecimento**	**Gás & Energia**	**Distribuição**	**Corporativo**	**Eliminação**	**Total**
Demonstração do resultado							
Receita de vendas	3.000	7.406	490	5.167	23	(2.174)	13.912
Intersegmentos	1.234	1.528	34	2	15	(2.174)	639
Terceiros	1.766	5.878	456	5.165	8	–	13.273
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	185	(556)	71	96	(327)	(4)	(535)
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	(413)	(474)	92	82	(428)	(4)	(1.145)

							Jan-Dez/2013
	E&P	**Abastecimento**	**Gás & Energia**	**Distribuição**	**Corporativo**	**Eliminação**	**Total**
Demonstração do resultado							
Receita de vendas	4.134	8.633	556	5.223	7	(2.251)	16.302
Intersegmentos	2.382	1.982	37	7	5	(2.251)	2.162
Terceiros	1.752	6.651	519	5.216	2	–	14.140
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	2.030	(22)	66	105	(303)	(1)	1.875
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.644	(12)	68	92	(62)	(1)	1.729

							Jan-Dez/2012
	E&P	**Abastecimento**	**Gás & Energia**	**Distribuição**	**Corporativo**	**Eliminação**	**Total**
Demonstração do resultado							
Receita de vendas	5.369	8.989	601	5.184	–	(2.214)	17.929
Intersegmentos	3.834	2.194	38	16	–	(2.214)	3.868
Terceiros	1.535	6.795	563	5.168	–	–	14.061
Lucro (Prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	2.438	(407)	132	73	(291)	16	1.961
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.317	(400)	121	70	(403)	14	719

	E&P	**Abastecimento**	**Gás & Energia**	**Distribuição**	**Corporativo**	**Eliminação**	**Total**
Ativo total – por área de negócio internacional							
Em 31.12.2014	9.623	1.861	472	940	1.230	(1.117)	13.009
Em 31.12.2013	13.656	2.652	602	1.085	1.970	(1.842)	18.123

30. Processos judiciais e contingências

30.1. Processos judiciais provisionados, Depósitos Judiciais e Processos Judiciais não provisionados

A Companhia constituiu provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e razoavelmente estimáveis. Dentre as quais, as principais são referentes a reclamações trabalhistas, imposto de renda retido na fonte pela emissão de títulos no exterior, perdas e danos pelo desfazimento de operação de cessão de crédito prêmio de IPI e indenização aos pescadores pelo derramamento de óleo no Rio de Janeiro ocorrido em janeiro de 2000.

Os valores provisionados são os seguintes:

Passivo não circulante	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Processos trabalhistas	717	569
Processos fiscais	104	94
Processos cíveis	666	545
Processos ambientais	40	26
Outros processos	13	12
	1.540	1.246

	12.31.2014	**12.31.2013**
Saldo inicial	1.246	1.265
Novas provisões, líquido	766	415
Pagamentos efetuados	(314)	(249)
Provisões e encargos	66	77
Outros	(8)	(57)
Ajuste cumulativo de conversão	(216)	(205)
Saldo final	1.540	1.246

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas:

Ativo não circulante	**31.12.2014**	**31.12.2013**
Trabalhistas	928	882
Fiscais	1.006	1.002
Cíveis	663	529
Ambientais	80	83
Outros	5	8
	2.682	2.504

Os processos judiciais não provisionados cuja probabilidade de perda é considerada possível não são reconhecidos nas demonstrações contábeis mas são divulgados, a menos que a expectativa de ocorrer qualquer desembolso seja remota.

Os passivos contingentes estimados para os processos judiciais em 31 de dezembro de 2014 para os quais a probabilidade de perda é considerada possível são apresentadas na tabela a seguir.

Natureza	Estimativa
Fiscais	36.992
Cíveis – Gerais	3.896
Trabalhistas	4.661
Cíveis – Ambientais	1.499
Outras	2
	47.050

Os quadros a seguir detalham as principais causas de natureza fiscal, cível, trabalhista e ambiental cujas expectativas de perdas estão classificadas como possível.

Descrição dos processos de natureza fiscal	Estimativa
Autor: Secretaria da Receita Federal do Brasil	
1) Não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	7.929
2) Não recolhimento de IOF sobre operações de mútuos com a PIFCO, BRASOIL e BOC nos exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recursos na esfera administrativa.	2.689
3) Lucro de controladas e coligadas domiciliadas no exterior, nos exercícios de 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 e 2010. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	2.547
4) Não recolhimento de IRRF sobre remessas ao exterior para pagamento de importação de petróleo. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa e judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	1.918
5) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL e multa sobre a repactuação do Plano Petros. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e recursos na esfera administrativa.	1.858
6) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de gastos com desenvolvimento Situação atual: A questão envolve processo em fase administrativa, onde a Companhia tem buscado assegurar seus direitos.	1.757
7) Não homologação de compensação por falta de cumprimento de obrigação acessória. Situação atual: Aguardando julgamento de defesa e de recurso na esfera administrativa.	1.736
8) Não recolhimento da CIDE em operações de importação de nafta. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito administrativo.	1.328
9) Não recolhimento de contribuição previdenciária sobre pagamento de abonos e gratificação contingente paga a empregados. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia tem buscado assegurar seus direitos.	821
10) Dedução da base de cálculo do IRPJ e CSLL de despesas diversas incorridas em 2007 e 2008 relacionadas a benefícios empregatícios e PETROS. Situação atual: A questão está sendo discutida no âmbito de três processos na instância administrativa.	744
11) Não recolhimento da CIDE-Combustível no período de março de 2002 a outubro de 2003 em transações com distribuidoras e postos de combustíveis detentores de medidas judiciais liminares que determinavam a venda sem repasse do referido tributo. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	634
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo	
12) Afastamento de cobrança de ICMS e multa na importação de sonda de perfuração – admissão temporária em São Paulo e desembaraço no Rio de Janeiro e multa pelo descumprimento de obrigações acessórias. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	1.813
Autor: Secretaria da Fazenda dos Estados AM, BA, DF, ES, PA, PE e RJ	
13) Não recolhimento de ICMS nas vendas de petróleo e gás apurada mediante diferença na medição inicial	

e final de estoques. Situação atual: A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.151
Autor: Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro 14) ICMS em operações de saída de Líquido de Gás Natural – LGN sem emissão de documento fiscal, no âmbito do estabelecimento centralizador. Situação atual: A questão envolve processos que tramitam no âmbito administrativo, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.323
15) Não recolhimento de ICMS nas operações de venda de querosene de aviação, em razão da declaração de inconstitucionalidade do Decreto 36.454/2004. Situação atual: A questão envolve processos na esfera administrativa, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	758
Autor: Prefeituras Municipais de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Marataízes, Linhares, Vila Velha , Vitória e Maragogipe. 16) Falta de retenção e recolhimento de imposto incidente sobre serviços prestados em águas marítimas (ISSQN) em alguns municípios localizados no Estado do Espírito Santo, apesar da Petrobras ter realizado a retenção e o recolhimento desse imposto aos cofres dos municípios onde estão estabelecidos os respectivos prestadores de serviços, em conformidade com a Lei Complementar n.º 116/03. Situação atual: A questão envolve processos na esfera judicial, onde a Companhia busca assegurar os seus direitos.	846
Autor: Secretarias de Fazenda dos Estados de SP, RS e SC 17) Os três Estados questionam o recolhimento do ICMS referente à importação de gás natural para o MS Situação atual: A questão envolve processos nas esferas judicial e administrativa, além de três ações cíveis originárias em trâmite no Supremo Tribunal Federal.	799
Autor: Secretarias da Fazenda dos Estados do Rio de Janeiro e de Sergipe 18) Aproveitamento indevido de créditos de ICMS na aquisição de brocas de perfuração e de produtos químicos utilizados na formulação de fluido de perfuração. Situação atual: A questão envolve processos em fase judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	396
19) Processos diversos de natureza fiscal	5.945
Total de processos de natureza fiscal	36.992

Descrição dos processos de natureza cível	**Estimativa**
Autor: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP 1) Processo administrativo que discute diferença de participação especial e royalties em vários campos. Inclui também discussão por multas aplicadas pela ANP por suposto descumprimento de programa exploratório mínimo e irregularidades nos sistemas de medição de plataformas. Situação atual: As questões envolvem processos em fase administrativa e judicial diversas, onde a Companhia tem buscado assegurar os seus direitos.	1.557
Autor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A. 2) Ação de indenização na qual busca ressarcimento pelos danos causados por uma suposta conduta anticoncorrencial na venda de gasolina e derivados (Diesel e GLP) no mercado interno. Situação atual: A questão envolve processo em fase judicial, onde a Companhia foi condenada em 1º instância. A Companhia tem buscado assegurar os seus direitos, sendo certo que o CADE já analisou o tema e decidiu pela ausência de postura anticoncorrencial da Petrobras.	497
3) Processos diversos de natureza cível	1.842
Total de processos de natureza cível	3.896

Descrição dos processos de natureza ambiental	Estimativa
Autor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual do Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária e IAP - Instituto Ambiental do Paraná 1) Processo judicial que discute obrigação de fazer, indenização em pecúnio e dano moral referente ao acidente ambiental havido no Estado do Paraná em 16.07.2000. Situação atual: Processos julgados procedentes em parte, mediante sentença contra a qual autores e a Companhia, ré, interpuseram recursos de apelação.	783
2) Processos diversos de natureza ambiental	716
Total de processos de natureza ambiental	1.499

Descrição dos processos de natureza trabalhista	Estimativa
Autor: SINDIPETRO dos estados do ES, RJ, BA, MG e SP. 1) Ações coletivas que requerem a revisão da metodologia de apuração do complemento de Remuneração Mínima por Nível e Regime (RMNR). Situação atual: A Companhia ajuizou perante o Tribunal Superior do Trabalho dissídio coletivo de natureza jurídica, com o intuito de interpretar a cláusula de acordo coletivo que vem sendo questionado perante a justiça do trabalho.	1.187
Autor: SINDIPETRO do Norte Fluminense e SINDIPETRO do estado da Bahia 2) Ações coletivas que objetivam diferenças salariais decorrentes da alteração do critério de cálculo dos reflexos das horas extras nos repousos semanais remunerados, observando proporção superior à instituída pela Lei n° 605/49. Situação atual: A Companhia recorreu da decisão com relação à ação movida pela Sindipetro/BA e aguarda julgamento pelo Tribunal Superior do Trabalho. A Companhia ajuizou um recurso no Tribunal Superior do Trabalho para reformar a sentença com relação à ação movida pela Sindipetro Norte Fluminense (NF) e aguarda julgamento.	437
Autor: Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF 3) O Autor objetiva a condenação da PETROBRAS a remunerar como extraordinária a jornada de trabalho que ultrapassar o limite de 12 horas diárias de trabalho efetivo em regime de sobreaviso. Pretende, ainda, que a PETROBRAS seja obrigada a respeitar o limite de 12 horas de efetivo trabalho em regime de sobre aviso, sob pena de multa diária. Situação atual: O processo encontra-se no Tribunal Superior do Trabalho, para julgamento dos recursos interpostos pelas partes.	381
4) Processos diversos de natureza Trabalhista	2.656
Total de processos de natureza trabalhista	4.661

30.2. Ações coletivas (*class actions*) e processos relacionados

Entre 8 de dezembro de 2014 e 7 de janeiro de 2015, cinco ações coletivas (*class action*) foram propostas contra a Companhia perante juízo nos Estados Unidos (*United States District Court, Southern District of New York*). Estas ações foram consolidadas em 17 de fevereiro de 2015. O juízo designou um autor líder, *Universities Superannuation Scheme Limited* ("USS"), em 4 de março de 2015, que apresentou petição inicial consolidada em 27 de março de 2015, pretendendo representar: (i) pessoas ou entidades que compraram ações da Petrobras negociadas na Bolsa de Nova Iorque entre 22 de janeiro de 2010 e 16 de março de 2015, inclusive (o "Período de Classe"), que foram prejudicadas por essas ações; (ii) adquiriram ou de outra forma adquiriram os Notes 2012 segundo a Declaração de Registro de 2009, ou o Notes 2013 Notes ou Notes 2014 de acordo com a Declaração de Registro de 2012 e que foram prejudicadas por essas ações; e (iii) pessoas ou entidades que compraram ações da Petrobras no Brasil, entre 22 de janeiro de 2010 e 19 de março de 2015 e também compraram valores mobiliários da Petrobras nos Estados Unidos da América no mesmo período.

O autor líder alega, dentre outros questionamentos, que a Companhia, através de fatos relevantes e outras informações arquivadas na SEC, teria reportado informações materialmente falsas e cometido omissões capazes de induzir os investidores a erro, principalmente com relação ao valor de seus ativos, despesas, lucro líquido e eficácia de seus controles internos sobre as demonstrações contábeis e as políticas anticorrupção da Companhia,

em função de denúncias de corrupção, o que teria supostamente elevado artificialmente o preço dos títulos da Petrobras.

Adicionalmente, três ações foram propostas por investidores individuais perante Corte nos Estados Unidos (*Southern District of New York*) com alegações similares àquelas apresentadas na ação coletiva. Estas ações individuais foram consolidadas em um único juízo.

Essas ações não especificam o montante do suposto dano. Como as ações estão em um estágio bastante preliminar, uma possível perda ou intervalo possível de valores de potenciais perdas, caso ocorram, não pode ser estimado. A Companhia contratou um escritório de advocacia norte-americano especializado e irá se defender em relação às alegações feitas nessas ações.

30.3. Contingências Ativas

30.3.1. Ação judicial nos Estados Unidos – Plataformas P-19 e P-31

Em 2002, a Brasoil e a Petrobras venceram, em primeira instância, perante a Justiça norte-americana, ações conexas movidas pelas seguradoras United States Fidelity & Guaranty Company e American Home Assurance Company, as quais tentavam obter, desde 1997, em face da primeira (Brasoil), declaração judicial que as isentassem da obrigação de pagar o valor do seguro de construção performance bond das plataformas P-19 e P-31, e, em face da segunda (Petrobras), buscavam ressarcimento de quaisquer quantias que viessem a ser condenadas no processo de execução da performance bond.

A Justiça Americana proferiu decisão executiva em 21 de julho de 2006, condicionando o pagamento dos valores devidos à Brasoil ao encerramento definitivo de ações com idêntico objeto em curso perante a Justiça Brasileira.

Em agosto de 2014, foi celebrado o acordo extrajudicial, entre a Brasoil e a Petrobras com as seguradoras norte-americanas, onde prevê o encerramento de todas as ações e execuções judiciais ajuizadas nos tribunais brasileiros e no exterior. O montante do acordo foi de US$ 295. Devido ao reconhecimento inicial de US$ 72, o impacto no resultado da Companhia foi de US$ 223, reconhecido em outras despesas líquidas em 2014.

30.3.2. Recuperação do PIS e COFINS

A Companhia ajuizou ações ordinárias contra a União referentes à recuperação, por meio de compensação, dos valores recolhidos a título de PIS sobre receitas financeiras e variações cambiais ativas, no período compreendido entre fevereiro de 1999 e novembro de 2002, e COFINS compreendido entre fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, considerando a inconstitucionalidade do §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 9 de novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal considerou inconstitucional o respectivo §1º do art. 3º da Lei 9.718/98.

Em 18 de novembro de 2010, o Superior Tribunal de Justiça julgou procedente a ação da Petrobras, ajuizada em 2006 para recuperar os valores de COFINS do período de janeiro de 2003 a janeiro de 2004. Petrobras reconheceu o valor de US$ 290 como impostos a recuperar.

Em relação aos valores de PIS e COFINS recolhidos indevidamente sobre receitas financeiras no período de fevereiro de 1999 a dezembro de 2002, cuja ação foi ajuizada em 2005, a Companhia reconheceu em setembro de 2014 o valor de US$ 957 (sendo US$ 360 em outras despesas líquidas e US$ 597 em resultado financeiro), após o direito à recuperação ter sido reconhecido de forma definitiva, conclusão do levantamento do valor e documentos que possibilitaram o pedido de liquidação judicial.

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia possui US$ 1.030 de PIS e COFINS, atualizados monetariamente, registrados em outros ativos realizáveis a longo prazo, que estão em fase de liquidação judicial, conforme detalhado no quadro a seguir:

	31.12.2014
COFINS - Janeiro de 2003 a janeiro de 2004	290
PIS/COFINS - fevereiro de 1999 a novembro de 2002	957
Atualização monetária	24
Ajuste cumulativo de conversão	(241)
Recebíveis não circulante	1.030

31. Compromisso de compra de gás natural

Em 18 de agosto de 2014, a Petrobras firmou acordo com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, solucionando as divergências existentes na execução do contrato de importação de gás natural boliviano para o mercado brasileiro (GSA). O acordo contempla a solução para as diferentes interpretações do GSA, por meio de pagamentos e compensações de parte a parte, além da celebração de um contrato de fornecimento de gás natural para viabilizar a operação da termoelétrica - UTE Cuiabá até dezembro de 2016.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor total do Contrato GSA para o período de 2015 até 2019 é de aproximadamente 54,92 bilhões de m3 de gás natural equivalente a 30,08 m^3 por dia, que corresponde a um valor total estimado de US$ 10,09 bilhões.

A conclusão do acordo resultou em um impacto negativo no resultado de US$ 383, sendo US$ 438 em custo dos produtos e serviços vendidos, compensado por um ganho de US$ 55 em outras receitas.

32. Garantias aos contratos de concessão para exploração de petróleo

A Petrobras concedeu garantias à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP no total de US$ 2.467 para os Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração, permanecendo em vigor US$ 1.881 em 31 de dezembro de 2014, líquidos dos compromissos já cumpridos. Desse montante, US$ 1.512 correspondem ao penhor do petróleo de campos previamente identificados e já em fase de produção e US$ 369 referem-se a garantias bancárias.

33. Gerenciamento de riscos

A Petrobras está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, tais como o risco relacionado aos preços de petróleo e derivados, às taxas cambiais e de juros, risco de crédito e de liquidez e realiza sua gestão de risco por meio de uma política corporativa de gerenciamento de risco definida por seus diretores.

Tal política visa contribuir para o alcance das metas estratégicas da Companhia através da alocação efetiva de recursos e de um balanceamento adequado entre os seus objetivos de crescimento e retorno e seu nível de exposição a riscos, inerentes tanto do exercício das suas atividades quanto do contexto em que ela opera.

As tabelas a seguir apresentam um resumo das posições mantidas pela Companhia em 31 de dezembro de 2014, reconhecidas como outros ativos e passivos circulantes, além dos valores reconhecidos no resultado, outros resultados abrangentes do exercício e garantias dadas como colaterais por natureza das operações:

			Posição patrimonial consolidada		
	Valor nocional		Valor justo Posição ativa (passiva)		Vencimento
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2013	
Derivativos não designados como Hedge					
Contratos Futuros (*)	(4.314)	10.224	70	(20)	
Compra/Petróleo e Derivados	84.544	52.267	–	–	2015
Venda/Petróleo e Derivados	(88.858)	(42.043)	–	–	2015
Contratos de Opções – total (*)	(594)	–	0.7	–	
Compra/Petróleo e Derivados	(364)	–	(0,4)	–	
Venda/Petróleo e Derivados	(230)	–	1.1	–	2015
Contratos a Termo - Total			2	(1)	
Compra/Câmbio (ARS/USD)	USD 10		(1)	–	2015
Venda/Câmbio (BRL/USD)	USD 249	USD 17	3	(1)	2015
SWAP					
Juros - Euribor/taxa fixa	EUR 5	EUR 10	–	(0.6)	2015
Derivativos designados como Hedge					
SWAP – total			(42)	(9)	
Câmbio - *cross currency swap*	USD 298	USD 298	(22)	11	2016
Juros - Libor/taxa fixa	USD 419	USD 440	(20)	(20)	2020
Total reconhecido no Balanço Patrimonial			30.7	(30.6)	

(*) Valor nocional em mil bbl

	Ganho/(Perda) reconhecido(a) no resultado do período (*)			Ganho/(Perda) reconhecido(a) no patrimônio líquido (**)			Garantias dadas como colaterais	
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	31.12.2014	31.12.2013
Derivativos de commodities	368	(105)	(103)	–	–	–	6	143
Derivativos de moeda	(20)	(39)	41	10	10	7	–	–
Derivativos de juros	(11)	–	(1)	(1)	11	(9)	–	–
Derivativo embutido - etanol	–	(37)	10	–	–	–	–	–
	337	(181)	(53)	9	21	(2)	6	143
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações (***)	(702)	(303)	–	(5.741)	(5.923)	–	–	–
	(365)	(484)	(53)	(5.732)	(5.902)	(2)	6	143

(*) Valores reconhecidos como resultado financeiro no período.
(**) Valores reconhecidos como outros resultados abrangentes no período.
(***) Utilizando instrumentos financeiros não-derivativos, conforme nota explicativa 33.3.

A análise de sensibilidade com relação aos diferentes tipos de risco de mercado aos quais a Companhia está exposta com base em sua posição em instrumentos financeiros derivativos em 31 de dezembro de 2014 é apresentada a seguir:

Instrumentos financeiros	Risco	Cenário Provável*	Cenário de stress (Δ de 25%)	Cenário de stress (Δ de 50%)
Derivativos não designados como hedge contábil				
Contrato Futuros	Petróleo e derivativos – flutuação dos preços	70	(71)	(212)
Contratos a Termo	Câmbio – desvalorização do R$ frente ao US$	(20)	(60)	(120)
Contratos a Termo	Câmbio – valorização do peso argentino frente ao US$	–	(3)	(5)
Swap	Juros – queda de taxa de juros em EUR	–	–	–
Opções	Petróleo e derivados – flutuação dos preços	1	–	(3)
		51	(134)	(340)
Derivativos designados como hedge contábil				
Swap		(1)	102	305
Dívida	Câmbio – valorização do Iene frente ao US$	1	(102)	(305)
Efeito líquido		–	–	–
Swap		5	(1)	(1)
Dívida	Juros – alta da taxa LIBOR	(5)	1	1
Efeito líquido		–	–	–

(*) em 27 de fevereiro de 2015, o cenário provável foi calculado considerando-se algumas variações para os riscos: Real x Dólar – desvalorização do real em 8,36%; Iene x Dólar – desvalorização do iene em 0,03%; Peso x Dólar – desvalorização do peso em 2,00%; Curva Futura de LIBOR – aumento de 0,35% ao longo da curva; Curva Futura de EURIBOR – queda de 0,15% ao longo da curva.

33.1. Gerenciamento de risco de preços de petróleo e derivados

A Petrobras mantém, preferencialmente, a exposição ao ciclo de preços, evitando utilizar derivativos para proteger operações de compra ou venda de mercadorias cujo objetivo seja atender suas necessidades operacionais. As operações com derivativos referem-se, usualmente, à proteção dos resultados esperados de transações comerciais de curto prazo.

33.2. Gerenciamento de risco cambial

No que se refere ao gerenciamento de riscos cambiais, a Petrobras busca identificá-los e tratá-los em uma análise integrada de proteções (hedges) naturais, beneficiando-se das correlações entre suas receitas e despesas. No curto prazo, a gestão de risco envolve a alocação das aplicações do caixa entre real, dólar ou outra moeda. Nesse contexto, a estratégia pode envolver o uso de instrumentos financeiros derivativos para minimizar a exposição cambial de certas obrigações da Companhia.

a) Hedge de fluxo de caixa envolvendo as exportações futuras altamente prováveis da Companhia

A Companhia designa relações de hedge entre exportações e obrigações em USD para que os efeitos da proteção cambial natural existente entre essas operações sejam reconhecidos simultaneamente nas demonstrações financeiras.

A relação de hedge entre dívida e exportações foi estabelecida na proporção de 1/1, ou seja, para a parcela de exportação de cada mês foi designada uma relação de hedge individual, protegida por uma parcela do endividamento da Petrobras. O prazo médio de vencimento das dívidas consideradas é de aproximadamente 6,10 anos.

Os valores de referência (principal) e valor justo em 31 de dezembro de 2014, e um cronograma das perdas registradas em outros resultados abrangentes (patrimônio líquido) tomando como base uma taxa R$/US$ de 2,6562 em 31 de dezembro de 2014, são apresentados a seguir:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de risco	Vencimento	Valor principal (US$ milhões)	Valor contábil em 31 de dezembro de 2014 (R$ milhões)
Instrumentos financeiros não derivativos	Parte das exportações mensais futuras altamente prováveis	Moeda estrangeira – Real vs dólar Taxa à vista	Janeiro de 2015 a junho de 2023	50.858	135.088

Movimentação do valor principal (em US$ milhões)	
Designação em 31 de dezembro de 2013	40.742
Designação de novos instrumentos de proteção	22.330
Realização por exportações	(5.764)
Liquidação/amortização do principal	(6.450)
Valor em 31 de dezembro de 2014	50.858

A seguir é apresentada a expectativa anual de realização do saldo em 31 de dezembro de 2014, da variação cambial registrada em outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido:

										Consolidado 31.12.2014
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Reclassificação esperada	(1.278)	(1.452)	(1.642)	(1.569)	(1.391)	(924)	(769)	(884)	(132)	(10.041)

b) Hedge de fluxo de caixa envolvendo contratos de swap - Iene x Dólar

A Companhia também mantém uma operação de hedge denominada *cross currency swap* para fixar em dólares os custos relacionados a *Bonds* emitidos em ienes, não tendo intenção de liquidar tais contratos antes do prazo de vencimento. A relação entre o derivativo e o empréstimo também foi designada como hedge de fluxo de caixa.

c) Análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros sujeitos à variação cambial

O cenário considerado provável e referenciado por fonte externa, além dos cenários possível e remoto que consideram valorização do câmbio (risco) em 25% e 50%, respectivamente, à exceção dos saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de controladas no exterior, quando realizados em moeda equivalente às suas respectivas moedas funcionais, estão descritos a seguir.

Instrumentos financeiros	Exposição em 31.12.2014	Risco	Cenário Provável (*)	Cenário de stress (Δ de 25%)	Cenário de stress (Δ de 50%)
Ativos	2.594		217	648	1.297
Passivos	(61.299)	Dólar/Real	(5.123)	(15.325)	(30.649)
Hedge de fluxo de caixa sobre exportações	50.858		4.250	12.714	25.429
	(7.847)		(656)	(1.963)	(3.923)
Passivos (**)	(651)	Iene/Dólar	–	(163)	(325)
Ativos	6	Euro/Real	–	2	3
Passivos	(2.589)		–	(647)	(1.295)
	(2.583)		–	(645)	(1.292)
Ativos	6.878	Euro/Dólar	(781)	1.719	3.439
Passivos	(13.866)		1.575	(3.467)	(6.933)
	(6.988)		794	(1.748)	(3.494)
Ativos	4		–	1	2
Passivos	(727)	Libra/Real	(54)	(182)	(363)
	(723)		(54)	(181)	(361)
Ativos	1.763		(37)	441	882
Passivos	(3.787)	Libra/Dólar	80	(947)	(1.894)
	(2.024)		43	(506)	(1.012)
Ativos	274	Peso/Dólar	6	69	137
Passivos	(765)		(15)	(191)	(382)
	(491)		(9)	(122)	(245)
	(20.656)		118	(5.165)	(10.327)

(*) Em 27/02/15, os cenários prováveis foram calculados considerando-se as seguintes variações para os riscos:
Real x Dólar - desvalorização do real em 8,36% / Iene x Dólar - desvalorização do iene em 0,03% / Peso x Dólar - desvalorização do peso em 2,00% / Euro x Dólar - desvalorização do euro em 7,70% / Libra x Dólar - desvalorização da libra em 0,87%. O cenário provável foi construído com base nas taxas de câmbio PTAX de venda do Banco Central em 27 de fevereiro de 2015.
(**) Parte da exposição está protegida pelo derivativo *Cross Currency Swap*.

33.3. Gerenciamento de risco de taxa de juros

A Petrobras, preferencialmente, não utiliza instrumentos financeiros derivativos para gerenciar a exposição às flutuações das taxas de juros, em função de não acarretarem impacto relevante, exceto em situações específicas apresentadas por controladas da Petrobras.

33.4. Gestão de Capital

A gestão de capital da Companhia tem como objetivo a manutenção de sua estrutura de capital em níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas e investidores. As principais fontes de recursos da empresa têm sido sua geração operacional de caixa e os recursos de terceiros obtidos através de empréstimos, emissões de títulos no mercado de capitais internacional e desinvestimentos. A empresa mantém um perfil de endividamento adequado aos prazos de maturação dos seus investimentos, com prazo médio de amortização em torno de seis anos.

O endividamento líquido é calculado através da soma do endividamento de curto e de longo prazo, subtraído de caixa e equivalentes de caixa e dos títulos públicos federais e depósitos à vista com vencimento superior a 3 meses. O EBITDA ajustado é o lucro líquido antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda/contribuição social, depreciação/amortização, participação em investimentos, perda no valor recuperável de ativos (*impairment*) e baixa contábil de gastos adicionais capitalizados indevidamente para o lucro líquido. A capitalização líquida total é calculada adicionando a dívida líquida no patrimônio líquido. A capitalização líquida é a soma de endividamento líquido e patrimônio líquido. Tais medidas não são definidas segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição às métricas de lucro, endividamento e geração de caixa operacional em IFRS, tampouco ser base de comparação com os indicadores de outras empresas.

	2014	**2013**
Endividamento total (circulante e não circulante)	132.158	114.325
Caixa e equivalentes de caixa	(16.655)	(15.868)
Títulos públicos federais e depósitos à vista (vencimento superior a 3 meses)	(9.302)	(3.878)
Endividamento líquido	106.201	94.579
Endividamento líquido/(endividamento líquido + patrimônio líquido)	48%	39%
EBITDA ajustado	24.966	29.426
Índice de endividamento líquido/EBITDA ajustado	4,25	3,21

O desenvolvimento de novos projetos na indústria de petróleo e gás natural envolve prazos de maturação longos e utilização intensiva de recursos financeiros, fazendo com que a companhia possa apresentar investimentos maiores que a geração de caixa operacional durante determinados períodos. A manutenção do preço do petróleo nos níveis atuais, por um longo período, pode também impactar a capacidade de geração operacional de caixa. Dessa forma, a companhia pode conviver temporariamente com a piora de seus indicadores até que os investimentos realizados estejam gerando caixa e/ou outros ajustes decorrentes da revisão do Plano de Negócios e Gestão em andamento sejam implementados.

Além disso, o plano de desinvestimento para o biênio 2015-2016 revisto recentemente, no valor total US$ 13,7 bilhões, faz parte do planejamento financeiro da Companhia que visa à redução da alavancagem, preservação do caixa e concentração nos investimentos prioritários, notadamente de produção de óleo & gás no Brasil em áreas de elevada produtividade e retorno.

Entretanto, essa carteira de desinvestimento é dinâmica, pois o desenvolvimento das transações dependerá das condições negociais, de mercado e da análise contínua dos negócios da Companhia.

33.5. Risco de crédito

A gestão de crédito de risco na Petrobras visa reconciliar a necessidade de minimizar os riscos (não de arrecadar recebíveis ou depósitos financeiros) e maximizar o resultado das transações comerciais e financeiras, através da eficiente análise, concessão e administração de crédito com base em parâmetros quantitativos e qualitativos que são apropriados para cada segmento de mercado no qual a Companhia opera.

A carteira de crédito comercial é bastante diversificada entre clientes do mercado interno do país e de mercados do exterior e o crédito concedido a instituições financeiras está distribuído entre os principais bancos internacionais considerados "grau de Investimento" pelas classificadoras internacionais de risco e os mais importantes bancos brasileiros.

33.5.1. Qualidade do crédito de ativos financeiros

a) Contas a receber de clientes

A maior parte dos clientes da Petrobras não possui classificação de risco concedida por agências avaliadoras. Desta forma, as comissões de crédito avaliam a qualidade do crédito levando em consideração, entre outros aspectos, o ramo de atuação do cliente, relacionamento comercial, histórico financeiro com a Petrobras, sua situação financeira, assim definindo limites de crédito, os quais são regularmente monitorados.

b) Outros ativos financeiros

A qualidade do crédito de ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários tem como base a classificação de risco concedida por agências avaliadoras Standard & Poor's, Moody's e Fitch. As informações sobre estes ativos financeiros, que não estão vencidos e sem evidências de perdas, estão dispostas a seguir:

	Caixa e caixa equivalentes		Títulos e valores mobiliários	
	2014	**2013**	**2014**	**2013**
AAA	21	23	–	–
AA	100	7	–	–
A	8.145	4.959	20	–
BBB	1.501	62	91	–
AAA.br	5.221	9.926	9.282	3.979
AA.br	926	462	–	–
Outras	741	429	39	37
	16.655	15.868	9.432	4.016

33.6. Risco de Liquidez

O risco de liquidez é representado pela possibilidade de insuficiência de caixa ou outros ativos financeiros, para liquidar as obrigações nas datas previstas e é gerenciado pela Companhia através de ações como: centralização do caixa do sistema, otimizando as disponibilidades e reduzindo a necessidade de capital de giro; caixa mínimo robusto que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto prazo, mesmo em caso de mercado adverso; ampliação das fontes de financiamento, explorando a capacidade de financiamento dos mercados doméstico e internacional, desenvolvendo uma forte presença no mercado de capitais e buscando novas fontes de financiamento com novos produtos de captação de recursos e em novos mercados.

Atualmente, essa estratégia tem sido obtida, por exemplo, através de acesso ao mercado bancário asiático. Consideramos utilizar as fontes tradicionais de financiamento (bancos, *Export Credit Agencies* - ECAs e mercado de capitais) ao longo de 2015 para captar os recursos necessários para a rolagem da dívida e financiamento dos nossos investimentos. Além disso, o programa de desinvestimento de US$ 13,7 bilhões irá contribuir para o suprimento das necessidades de liquidez.

O fluxo nominal (não descontado) de principal e juros dos financiamentos, por vencimento, é apresentado a seguir:

Vencimento	2015	2016	2017	2018	2019	2020 em diante	Saldo em 31 de dezembro de 2014	Saldo em 31 de dezembro de 2013
	16.042	18.499	16.842	22.351	27.506	78.464	179.704	155.175

33.7. Seguros (não auditado)

Para proteção do seu patrimônio a Petrobras transfere, através da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência de sinistros, possam acarretar prejuízos que impactem, significativamente, o patrimônio da Companhia, bem como os riscos sujeitos a seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais. Os demais riscos são objeto de autosseguro com a Petrobras, intencionalmente, assumindo o risco integral, mediante ausência de seguro. A Companhia assume parcela expressiva de seu risco, contratando franquias que podem chegar ao montante equivalente a US$ 20.

As premissas de risco adotadas não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis. Consequentemente, não foram examinados pelos nossos auditores independentes.

As informações principais sobre a cobertura de seguros vigente em 31 de dezembro de 2014 podem ser assim demonstradas:

Ativo	Tipos de cobertura	Importância segurada
Instalações, equipamentos e produtos em estoque	Incêndio, riscos operacionais e riscos de engenharia	182.746
Navios-tanque e embarcações auxiliares	Cascos	3.800
Plataformas fixas, sistemas flutuantes de produção e unidades de perfuração marítimas	Riscos de petróleo	38.741
Total		225.287

A Petrobras não faz seguros de lucros cessantes, controle de poços (operações no Brasil), automóveis e da malha de dutos no Brasil.

34. Valor justo dos ativos e passivos financeiros

Os valores justos são determinados com base em preços de mercado, quando disponível, ou na ausência desses, com base no valor presente dos fluxos de caixa futuros esperados. Os valores justos de caixa e equivalentes de caixa, da dívida de curto prazo, bem como de demais ativos e passivos de longo prazo são equivalentes ou não diferem significativamente de seus valores contábeis.

A hierarquia dos valores justos dos ativos e passivos financeiros registrados em base recorrente está demonstrada a seguir:

- Nível 1: são a evidência mais confiável de valor justo, são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração.

- Nível 2: são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente.

- Nível 3: são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

	Valor justo medido com base em			
	Nível 1	**Nível 2**	**Nível 3**	**Total do valor justo contabilizado**
Ativos				
Títulos e valores mobiliários	2.711	–	–	2.711
Derivativos de commodities	70.7	–	–	70.7
Derivativos de moeda estrangeira	–	2	–	2
Saldo em 31 de dezembro de 2014	2.781.7	2	–	2.783.7
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.895	10	–	3.905
Passivos				
Derivativos de moeda estrangeira	–	(22)	–	(22)
Derivativos de juros	–	(20)	–	(20)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	–	(42)	–	(42)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(20)	(20.6)	–	(40,6)

Não há transferências relevantes entre os níveis.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor justo estimado para os financiamentos de longo prazo da Companhia, calculado a taxas de mercado vigentes, é apresentado na nota explicativa 17.

35. Eventos subsequentes

Revisão da classificação de risco da Petrobras pela agência de risco Moody's

Em 24 de fevereiro de 2015, a agência de risco Moody´s rebaixou a nota de crédito concedida aos bonds da Companhia no mercado americano e com isso a Petrobras deixou de ser classificada como "grau de investimento" por esta agência.

Esta revisão, segundo a Moody´s, refletia a preocupação com as investigações de corrupção em curso e as possíveis pressões sobre a liquidez da Companhia resultantes do atraso na divulgação das demonstrações financeiras auditadas. Adicionalmente, ressalta que a Companhia deverá passar por um momento desafiador objetivando a redução do seu endividamento nos próximos anos e irá necessitar de mais tempo do que o anteriormente previsto para reduzir sua alavancagem.

A Companhia destaca que não possui *covenants* (obrigação de fazer) relacionados ao rebaixamento de rating por parte das agências classificadoras de risco ou relacionados à rating abaixo da classificação "grau de investimento".

Encerramento das atividades no Japão

Em fevereiro de 2015, a Petrobras decidiu dar início a seu plano de saída de Okinawa, Japão. O plano prevê encerramento das atividades de refino da refinaria Nansey Sekiyu (NSS), que será conduzido em estreita colaboração com o METI (*Ministry of Economy, Trade and Industry*) japonês.

Venda de ativos na Argentina

Em 30 de março de 2015, a Petrobras Argentina S.A., PESA, alienou a totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Compañia General de Combustibles S.A. (CGC) pelo valor de US$ 101.

Captações no Mercado Bancário

Em 1º de abril de 2015, a Petrobras, por meio de sua controlada indireta Petrobras Global Trading BV – PGT, contratou uma linha de crédito de mercado bancário, no montante de US$ 3,5 bilhões, com vencimento em 10 anos com China Development Bank Corporation - CDB.

Em 9 de abril de 2015, a Petrobras, por meio de sua controlada integral, Petrobras Distribuidora S.A, assinou contrato de financiamento com o Banco do Brasil, no valor de R$ 4,5 bilhões (US$ 1,5 bilhões), destinado a capital de giro, com vencimento em março de 2021.

Em 17 de abril de 2015, a Companhia anunciou a aprovação dos seguintes contratos:

- limite de financiamento pré-aprovado (*standby*), com a Caixa Econômica Federal, no valor de R$ 2 bilhões (US$ 0,8 bilhões) e prazo de até 5 anos;

- limite de financiamento pré-aprovado (*standby*), com o banco Bradesco, no valor de R$ 3 bilhões (US$ 1,2 bilhões) e prazo de até 5 anos;

- Acordo de Cooperação (*Cooperation Agreement*) com o banco Standard Chartered, para uma operação de "Venda com Arrendamento e Opção de Recompra" (*sale and leaseback*) de plataformas de produção, no valor de até US$ 3 bilhões e prazo de 10 anos.

36. Informações sobre títulos garantidos emitidos pelas subsidiárias

36.1. Petrobras Global Finance B.V. (PGF)

A Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras garante total e incondicionalmente os títulos de dívida emitidos pela Petrobras Global Finance B.V. (PGF), subsidiária financeira da Petrobras. Não há nenhuma restrição significativa sobre a capacidade de a Petrobras levantar fundos do PGF.

36.2. Petrobras International Finance Company – PifCo

No passado, a Petrobras utilizou sua antiga subsidiária integral Petrobras International Finance Company S.A., ou PifCo, como veículo para emitir *notes* total e incondicionalmente garantidos pela Companhia. A PGF adquiriu todas as ações em circulação da Petrobras International Finance Company S.A. (PifCo) em 12 de fevereiro de 2014 e em 29 de dezembro de 2014, a PifCo incorporou-se à PGF, e a PGF assumiu as obrigações da PifCo com relação aos *notes* em circulação originalmente emitidos pela PifCo, que continua se beneficiando com a garantia total e incondicional da Petrobras.

Estas informações adicionais sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da companhia foram elaboradas em conformidade com o Tópico de Codificação 932 – Atividades de Extração - Petróleo e Gás, emitido pela da *Securities and Exchange Commission* (SEC). Os itens (i) a (iii) contêm informações sobre custos históricos, referentes aos custos incorridos em exploração, aquisição e desenvolvimento de áreas, custos capitalizados e resultados das operações. Os itens (iv) e (v) contêm informações sobre o volume de reservas provadas estimadas líquidas, a mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados relativos às reservas provadas e mudanças das estimativas dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados.

Com início em 1995, o governo federal brasileiro assumiu uma ampla reforma do sistema regulatório do país com relação ao petróleo e gás. Em 9 de novembro de 1995, a Constituição Brasileira foi alterada para autorizar o governo federal a contratar junto a qualquer empresa estatal ou empresa privada a realização de atividades relacionadas com os segmentos de exploração e produção (*upstream*) e de transporte, distribuição e comercialização (*downstream*) do setor brasileiro de petróleo e gás. Essa emenda eliminou o monopólio efetivo da Petrobras. A emenda foi implementada pela Lei do Petróleo, que liberou o mercado de combustíveis no Brasil em 1 de janeiro de 2002.

A Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura regulatória encerrando com a representação exclusiva da Petrobras e permitindo a concorrência em todos os aspectos do setor de petróleo e gás no Brasil. Conforme previsto na Lei do Petróleo, a Petrobras obteve o direito exclusivo por um período de 27 anos de explorar as reservas de petróleo em todos os campos onde a Companhia havia iniciado anteriormente a produção. Contudo, a Lei do Petróleo estabeleceu uma estrutura processual para a Petrobras pleitear direitos exploratórios exclusivos (e, em caso de êxito, desenvolvimento) por um período de até três anos no que diz respeito às áreas onde a Companhia poderia demonstrar que "estabeleceu prospecções". Para aperfeiçoar seu pedido de explorar e desenvolver essas áreas, a Companhia teve que demonstrar que tinha a capacidade financeira necessária para realizar essas atividades, sozinha, ou através do financiamento ou acordos de parceria.

O segmento Internacional compreende atividades na América do Sul, que inclui Argentina, Colômbia e Equador; na América do Norte, que inclui o México e os Estados Unidos da América; e outros, que representa Turquia. Investidas por Equivalência Patrimonial é composto por operações da Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) em Namíbia e Nigéria, assim como empresas na Venezuela atuantes em atividades de exploração e produção.

i) Custos capitalizados relativos às atividades de produção de petróleo e gás

A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos capitalizados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, juntamente com as correspondentes depreciação, exaustão e amortização acumuladas, e provisões para abandono:

	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Consolidado Total	Investidas por Equivalência Patrimonial Total
31 de dezembro de 2014								
Reservas de petróleo e gás não provadas	9.298	72	673	–	–	745	10.043	9
Reservas de petróleo e gás provadas	96.520	2.007	4.247	–	–	6.254	102.774	4.542
Equipamentos de suporte	79.497	1.181	78	–	3	1.262	80.759	26
Custos capitalizados brutos	185.315	3.260	4.998	–	3	8.261	193.576	4.577
Depreciação, exaustão e amortização	(46.691)	(1.753)	(1.274)	–	(3)	(3.030)	(49.721)	(1.819)
Custos capitalizados, líquidos	138.624	1.507	3.724	–	–	5.231	143.855	2.758
31 de dezembro de 2013								
Reservas de petróleo e gás não provadas	21.261	826	685	22	–	1.533	22.794	–
Reservas de petróleo e gás provadas	82.389	2.410	5.907	–	–	8.317	90.706	3.972
Equipamentos de suporte	81.436	360	(274)	(15)	4	75	81.511	1
Custos capitalizados brutos	185.086	3.596	6.319	7	4	9.926	195.012	3.973
Depreciação, exaustão e amortização	(44.626)	(2.045)	(948)	–	(4)	(2.997)	(47.623)	(1.455)
Custos capitalizados, líquidos	140.460	1.551	5.370	7	1	6.929	147.389	2.518
31 de dezembro de 2012								
Reservas de petróleo e gás não provadas	48.255	705	1.641	1.500	25	3.871	52.126	–
Reservas de petróleo e gás provadas	60.651	3.950	3.572	2.467	–	9.989	70.640	491
Equipamentos de suporte	74.411	1.499	2	26	7	1.534	75.945	–
Custos capitalizados brutos	183.317	6.154	5.215	3.994	32	15.394	198.711	491
Depreciação, exaustão e amortização	(43.283)	(3.013)	(625)	(1.415)	(3)	(5.056)	(48.339)	(170)
Custos capitalizados, líquidos	140.034	3.141	4.590	2.579	29	10.338	150.372	321

ii) Custos incorridos na aquisição, exploração e desenvolvimento de campos de petróleo e gás

Os custos incorridos incluem valores reconhecidos no resultado e capitalizados, conforme demonstrado a seguir:

							Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional (*)	Total	Total
31 de dezembro de 2014								
Custos de aquisição de áreas:								
Provadas	–	89	–	–	–	89	89	–
Não provadas	54	–	–	–	–	–	54	–
Custos de exploração	5.455	122	135	15	–	272	5.727	–
Custos de desenvolvimento	18.158	546	418	–	–	964	19.122	638
Total	23.667	757	552	15	–	1.325	24.992	638
31 de dezembro de 2013								
Custos de aquisição de áreas:								
Provadas	–	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	2.791	–	–	–	–	–	2.791	–
Custos de exploração	6.814	183	397	1	1	582	7.396	–
Custos de desenvolvimento	16.732	673	1.138	282	2	2.095	18.827	237
Total	26.337	856	1.535	283	3	2.677	29.014	237
31 de dezembro de 2012								
Custos de aquisição de áreas:								
Provadas	–	–	–	–	–	–	–	–
Não provadas	–	–	–	–	–	–	–	–
Custos de exploração	5.670	282	601	86	1	970	6.640	–
Custos de desenvolvimento	16.217	877	1.036	285	60	2.258	18.475	19
Total	21.887	1.159	1.637	371	61	3.228	25.115	19

(*) Os valores de ativos classificados como mantidos para venda em 2013 foram realizados em in 2014.

(iii) Resultados das atividades de produção de petróleo e gás

Os resultados das operações da companhia referente às atividades de produção de petróleo e gás natural para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2013 e 2012 estão apresentados na tabela a seguir. A companhia transfere substancialmente toda a sua produção nacional de petróleo bruto e gás natural para o seu segmento de Abastecimento no Brasil. Os preços calculados através da metodologia adotada pela companhia podem não ser indicativos do preço que a companhia poderia conseguir pelo produto se o mesmo fosse comercializado em um mercado à vista não regulado. Além disso, os preços calculados através dessa metodologia também podem não ser indicativos dos preços futuros a serem realizados pela companhia. Os preços adotados para gás natural são aqueles contratados com terceiros.

Os custos de produção são os custos de extração incorridos para operar e manter poços produtivos e os correspondentes equipamentos e instalações, que incluem custos de mão-de-obra, de materiais, suprimentos, combustível consumido nas operações e o custo de operação de unidades de processamento de gás natural.

As despesas de exploração incluem os custos de atividades geológicas e geofísicas e de poços de exploração não produtivos. As despesas de depreciação, exaustão e amortização referem-se aos ativos empregados nas atividades de exploração e de desenvolvimento. De acordo com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural, o imposto de renda se baseia nas alíquotas nominais, considerando as deduções permitidas. Despesas e receitas financeiras não foram contempladas nos resultados a seguir.

(iii) Resultado operacional das atividades de produção de petróleo e gás

	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Consolidado Total	Investidas por Equivalência Patrimonial Total
31 de dezembro de 2014								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	500	847	919	–	–	1,766	2,266	676
Intersegmentos	65.116	1,234	–	–	–	1,234	66,350	1,394
	65.616	2,081	919	–	–	3,000	68,616	2,071
Custos de produção	(27.397)	(998)	(227)	–	–	(1,225)	(28,622)	(579)
Despesas de exploração	(2.882)	(28)	(142)	(15)	–	(185)	(3,067)	(280)
Depreciação, exaustão e amortização	(7.675)	(352)	(558)	–	–	(910)	(8,585)	(174)
Redução do valor recuperável de propriedades de petróleo e gás	(2.133)	(87)	(1,585)	(6)	–	(1,678)	(3,811)	(74)
Outras despesas operacionais	(2.827)	1,059	(112)	2	113	1,063	(1,764)	(8)
Resultados antes dos impostos	22.702	1,675	(1,705)	(20)	113	64	22,766	954
Imposto de renda e contribuição social	(7.719)	(490)	(4)	–	17	(477)	(8,196)	(653)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	14.983	1,186	(1,709)	(20)	130	(413)	14,570	301
31 de dezembro de 2013								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	1.114	1,033	513	206	–	1,752	2,866	546
Intersegmentos	67.096	1,708	–	674	–	2,382	69,478	762
	68.210	2,742	513	879	–	4,134	72,344	1,308
Custos de produção	(26.465)	(1,420)	(177)	(65)	–	(1,663)	(28,128)	(197)
Despesas de exploração	(2.784)	(61)	(88)	(28)	(3)	(180)	(2,964)	(2)
Depreciação, exaustão e amortização	(7.814)	(519)	(322)	(89)	–	(931)	(8,745)	(263)
Redução do valor recuperável de propriedades de petróleo e gás	(4)	1	(14)	(560)	–	(573)	(577)	–
Outras despesas operacionais	(1.345)	(256)	(75)	(50)	1,748	1,367	22	–
Resultados antes dos impostos	29.798	486	(162)	86	1,744	2,154	31,952	847
Imposto de renda e contribuição social	(10.131)	(141)	(2)	(367)	(1)	(510)	(10,642)	(348)
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	19.667	345	(164)	(281)	1,744	1,644	21,311	498
31 de dezembro de 2012								
Receitas operacionais líquidas:								
Vendas a terceiros	843	1,148	19	368	–	1,535	2,378	186
Intersegmentos	73.871	1,659	290	1,886	–	3,834	77,705	–
	74.714	2,807	309	2,254	–	5,369	80,083	186
Custos de produção	(27.094)	(1,360)	(40)	(178)	–	(1,578)	(28,672)	(154)
Despesas de exploração	(3.613)	(176)	(48)	(81)	(56)	(361)	(3,974)	–
Depreciação, exaustão e amortização	(6.528)	(476)	(177)	(191)	(1)	(845)	(7,373)	(79)
Redução do valor recuperável de propriedades de petróleo e gás	(34)	–	–	(16)	–	(16)	(50)	–
Outras despesas operacionais	(1.801)	(152)	(113)	176	(42)	(131)	(1,932)	–
Resultados antes dos impostos	35.644	643	(69)	1,964	(99)	2,438	38,082	(47)
Imposto de renda e contribuição social	(12.119)	(150)	–	(929)	1	(1,078)	(13,197)	14
Resultados das operações (líquidos de custos fixos corporativos e de juros)	23.525	493	(69)	1,035	(98)	1,360	24,885	(33)

(iv) Informações sobre reservas

As reservas provadas líquidas de petróleo e gás natural estimadas pela companhia e as correspondentes movimentações para os exercícios de 2014, 2013 e 2012 estão apresentadas no quadro a seguir. As reservas provadas foram estimadas por engenheiros especialistas da companhia, em conformidade com os conceitos de reservas definidos pela *Securities and Exchange Commission*.

Reservas provadas de petróleo e gás natural são os volumes de petróleo e gás natural que, mediante análise de dados geocientíficos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, economicamente recuperáveis de reservas conhecidas e com as condições econômicas, técnicas operacionais e normas governamentais existentes, até o vencimento dos contratos que preveem o direito de operação, salvo se evidências deem certeza razoável da renovação, independentemente de serem usadas técnicas determinísticas ou probabilísticas nas estimativas. O empreendimento de extração dos hidrocarbonetos deve ter sido iniciado ou o operador deve ter razoável certeza de que o empreendimento será iniciado dentro de um prazo razoável.

Reservas desenvolvidas de petróleo e gás são reservas de qualquer categoria passíveis de serem recuperadas: (i) através de poços, equipamentos e métodos operacionais existentes ou em que o custo dos equipamentos necessários é relativamente menor comparado com o custo de um novo poço; e (ii) através de equipamentos de extração instalados e infraestrutura em operação no momento da estimativa das reservas, caso a extração seja feita por meios que não incluam um poço.

Em alguns casos, há a necessidade de novos investimentos substanciais em poços adicionais e equipamentos para recuperação dessas reservas provadas. Devido às incertezas inerentes e aos dados limitados sobre as reservas, as estimativas das reservas estão sujeitas a ajustes à medida que se obtém conhecimento de novas informações.

As reservas provadas da Bolívia não são classificadas como tal em 2010 devido à nova Constituição Boliviana, que restringe a divulgação de reservas estimadas para propriedades sob sua competência. O saldo inicial das reservas provadas bolivianas em 2010 foi ajustado sob a alínea “Revisões de estimativas anteriores”.

(iv) Informações sobre quantidade de reservas

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais nas reservas provadas de petróleo (em milhões de barris):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional ** Óleo Sintético		Consolidado Total	Investidas por Equivalência Patrimonial Total
Reservas em 31 de dezembro de 2011	10.411,2	191,2	53,7	118,1	363,0	8,6	10.782,8	29,6
Revisão de estimativas anteriores	69,7	(2,6)	23,5	22,4	43,3	0,7	113,7	(3,0)
Extensões e descobertas	424,4	11,4	–	–	11,4	–	435,8	–
Aprimoramento na recuperação	324,6	0,6	–	18,7	19,3	–	343,9	–
Produção no ano	(690,7)	(25,2)	(3,3)	(19,0)	(47,5)	(1,0)	(739,1)	(2,3)
Reservas em 31 de dezembro de 2012	10.539,2	175,4	74,0	140,2	389,6	8,3	10.937,1	24,3
Transferências por perda de controle*	–	–	–	(140,2)	(140,2)	–	(140,2)	140,2
Revisão de estimativas anteriores	(110,0)	13,4	21,9	–	35,4	1,3	(73,4)	1,8
Extensões e descobertas	818,3	–	33,0	–	33,0	–	851,4	–
Aprimoramento na recuperação	124,2	–	–	–	–	–	124,2	–
Vendas de reservas	(42,3)	–	(1,5)	–	(1,5)	–	(43,8)	(65,4)
Produção no ano	(671,0)	(22,8)	(4,3)	–	(27,1)	(0,8)	(698,9)	(16,5)
Reservas em 31 de dezembro de 2013	10.658,4	166,0	123,1	(0,0)	289,2	8,8	10.956,4	84,5
Revisão de estimativas anteriores	629,3	(3,2)	5,3	–	2,1	0,2	631,6	(1,1)
Extensões e descobertas	267,7	3,0	1,6	–	4,6	–	272,3	–
Aprimoramento na recuperação	–	0,5	–	–	0,5	–	0,5	–
Vendas de reservas	–	(104,4)	(0,1)	–	(104,5)	–	(104,5)	–
Produção no ano	–	22,9	–	–	22,9	–	22,9	–
Revisão de estimativas anteriores	(704,6)	(18,3)	(10,0)	–	(28,3)	(1,1)	(734,0)	(11,3)
Reservas em 31 de dezembro de 2014	10.850,9	66,5	119,9	(0,0)	186,5	7,9	11.045,2	72,1

*Valores transferidos das entidades consolidadas para as entidades segundo o método de equivalência patrimonial, já que a Companhia deixou de consolidar PO&G.

** Em 2013 inclui o valor de 105 milhões de barris referentes a ativos mantidos para venda.
Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

(iv) Informações sobre quantidade de reservas

O quadro a seguir apresenta um resumo das movimentações anuais de reservas provadas de gás natural (em bilhões de pés cúbicos):

Reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas	Brasil	América do Sul	Brasil	América do Sul	Brasil	América do Sul	Consolidado Brasil	Investidas por Equivalência Patrimonial América do Sul
Reservas em 31 de dezembro de 2011	11.067,0	1.189,6	71,9	39,3	1.300,8	13,4	12.381,2	43,5
Revisão das estimativas anteriores	373,4	(18,3)	2,7	6,2	(9,4)	1,8	365,8	5,2
Extensões e descobertas	275,8	19,6	–	–	19,6	–	295,4	–
Aprimoramento na recuperação	(624,3)	0,8	–	–	0,8	–	(623,5)	–
Produção no ano	(747,3)	(108,0)	(6,9)	–	(114,9)	(1,9)	(864,1)	(0,9)
Reservas em 31 de dezembro de 2012	10.344,6	1.083,7	67,7	45,5	1.196,9	13,3	11.554,8	47,8
Transferência por perda de controle*	–	–	–	(45,5)	(45,5)	–	(45,5)	45,5
Revisão das estimativas anteriores	(291,2)	75,2	2,6	–	77,8	(0,1)	(213,5)	(8,0)
Extensões e descobertas	1.113,0	–	80,4	–	80,4	–	1.193,4	–
Aprimoramento na recuperação	916,0	–	–	–	–	–	916,0	–
Vendas de reservas	(17,3)	–	(13,4)	–	(13,4)	–	(30,7)	(22,8)
Aquisição de reservas	0,4	–	–	–	–	–	0,4	–
Produção no ano	(773,8)	(100,4)	(4,4)	–	(104,8)	(1,4)	(880,0)	(0,6)
Reservas em 31 de dezembro de 2013	11.291,7	1.058,5	132,9	0,0	1.191,4	11,8	12.494,8	61,9
Revisão das estimativas anteriores	468,0	25,5	46,1	–	71,6	0,1	539,7	(14,4)
Extensões e descobertas	216,0	42,1	6,0	–	48,1	–	264,1	–
Aprimoramento na recuperação	–	10,8	–	–	10,8	–	10,8	–
Vendas de reservas	–	(351,7)	(0,1)	–	(351,8)	–	(351,8)	–
Aquisição de reservas	–	47,1	–	–	47,1	–	47,1	–
Produção no ano	(805,4)	(101,5)	(4,9)	–	(106,4)	(1,4)	(913,2)	(0,6)
Reservas em 31 de dezembro de 2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5	46,9

*Valores transferidos das entidades consolidadas para as entidades segundo o método de equivalência patrimonial, já que a Companhia deixou de consolidar PO&G.
** Em 2013 inclui o valor de 363 bilhões de pés cúbicos referentes a ativos mantidos para venda.
Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

(iv) Informações sobre quantidade de reservas

	2014				2013				2012			
	Petróleo bruto	Petróleo sintético	Gás natural	Gás sintético	Petróleo bruto	Petróleo sintético	Gás natural	Gás sintético	Petróleo bruto	Petróleo sintético	Gás natural	Gás sintético
	(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)		(milhões de barris)		(bilhões de pés cúbicos)	
Reservas provadas desenvolvidas, líquidas:												
Entidades consolidadas												
Brasil	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6	6.509,3	8,8	6.578,9	11,8	6.397,5	8,3	6.811,5	13,3
América do Sul	52,0	–	358,2	–	86,0	–	368,4	–	96,5	–	414,1	–
América do Norte	63,6	–	146,2	–	46,2	–	9,9	–	21,2	–	25,2	–
África	–	–	–	–	–	–	–	–	77,8	–	35,8	–
Internacional	115,6	–	504,3	–	132,2	–	378,3	–	195,5	–	475,1	–
Total Entidades Consolidadas	7.118,3	7,9	7.165,4	10,6	6.641,6	8,8	6.957,3	11,8	6.593,0	8,3	7.286,6	13,3
Entidades Não Consolidadas												
América do Sul	9,4	–	15,7	–	12,4	–	14,9	–	12,7	–	14,6	–
África	30,8	–	14,4	–	37,3	–	15,7	–	–	–	–	–
Internacional	40,2	–	30,1	–	49,8	–	30,5	–	12,7	–	14,6	–
Total Entidades Não Consolidadas	40,2	–	30,1	–	49,8	–	30,5	–	12,7	–	14,6	–
Total Entidades Consolidadas e Não Consolidadas	7.158,5	7,9	7.195,5	10,6	6.691,4	8,8	6.987,8	11,8	6.605,7	8,3	7.301,2	13,3
Reservas provadas não desenvolvidas, líquidas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.848,2	–	4.509,2	–	4.149,1	–	4.712,7	–	4.141,7	–	3.533,0	–
América do Sul	14,6	–	372,5	–	80,1	–	690,1	–	78,9	–	669,5	–
América do Norte	56,4	–	33,8	–	77,0	–	123,1	–	52,8	–	42,5	–
África	–	–	–	–	–	–	–	–	62,4	–	9,8	–
Internacional	71,0	–	406,3	–	157,1	–	813,2	–	194,1	–	721,8	–
Total Entidades Consolidadas	3.919,2	–	4.915,5	–	4.306,2	–	5.525,9	–	4.335,8	–	4.254,8	–
Entidades Não Consolidadas												
América do Sul	8,6	–	11,9	–	8,8	–	26,4	–	11,6	–	33,2	–
África	23,3	–	4,9	–	25,9	–	4,9	–	–	–	–	–
Internacional	31,9	–	16,8	–	34,7	–	31,3	–	11,6	–	33,2	–
Total Entidades Não Consolidadas	31,9	–	16,8	–	34,7	–	31,3	–	11,6	–	33,2	–
Total Entidades Consolidadas e Não Consolidadas	3.951,1	–	4.932,3	–	4.340,8	–	5.557,2	–	4.347,4	–	4.288,0	–

Aparentes diferenças na soma de parcelas são frutos de arredondamentos.

(v) Mensuração padronizada dos fluxos de caixa futuros descontados líquidos relacionados a volumes provados de petróleo e gás e correspondentes movimentações

A mensuração padronizada dos fluxos de caixa líquidos futuros descontados, referentes às reservas provadas de petróleo e gás natural mencionadas anteriormente, é feita em conformidade com o Tópico de Codificação 932 da SEC – Atividades de Extração - Petróleo e Gás Natural. As estimativas de futuras entradas de caixa da produção no Brasil e no segmento Internacional são calculadas pela aplicação do preço médio durante o período de 12 meses anterior à data de fechamento, determinado como uma média aritmética não ponderada do preço do primeiro dia de cada mês dentro desse período, a menos que os preços sejam definidos por acordos contratuais, excluindo indexadores baseados em condições futuras. As variações nos preços futuros se limitam às variações previstas em contratos existentes no fim de cada exercício. Os custos futuros de desenvolvimento e produção correspondem aos dispêndios futuros estimados necessários para desenvolver e extrair as reservas provadas estimadas no fim do exercício com base em indicadores de custo no fim do exercício, tendo como premissa a continuidade das condições econômicas no fim do exercício. A estimativa de imposto de renda e contribuição social futuros é calculada utilizando as alíquotas oficiais em vigor no fim do exercício. Essas alíquotas refletem deduções permitidas, sendo aplicadas aos fluxos de caixa futuros líquidos estimados antes da tributação, deduzidas da base fiscal dos ativos relacionados. Os fluxos de caixa futuros descontados líquidos são calculados utilizando fatores de desconto intermediários de 10%. Esse desconto requer estimativas, ano a ano, do momento em que os dispêndios futuros serão incorridos e as reservas extraída.

A avaliação determinada pelo Tópico de Codificação 932 requer a adoção de premissas em relação ao momento de ocorrência e ao valor dos custos de desenvolvimento e produção futuros. Os cálculos são feitos no dia 31 de dezembro de cada exercício e não devem ser utilizados como indicativos dos fluxos de caixa futuros da Petrobras ou do valor das suas reservas de petróleo e gás natural.

	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Internacional **	Consolido Total	Investidas por Equivalência Patrimonial Total
Em 31 de dezembro de 2014							
Fluxos de caixa futuros	1.080.516	7.164	11.334	–	18.498	1.099.014	6.282
Custos de produção futuros	(469.252)	(3.743)	(3.687)	–	(7.430)	(476.682)	(1.904)
Custos de desenvolvimento futuros	(70.098)	(1.195)	(2.351)	–	(3.547)	(73.644)	(1.613)
Despesas futuras de imposto de renda	(188.740)	(618)	(408)	–	(1.026)	(189.766)	(920)
Fluxo de caixa líquidos futuros não descontados	352.427	1.608	4.888	–	6.495	358.922	1.846
10% de desconto anual/semestral para o período apropriado de fluxo de caixa estimado *	(178.720)	(526)	(1.582)	–	(2.108)	(180.828)	(553)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados	173.707	1.082	3.306	–	4.388	178.094	1.292
Em 31 de dezembro de 2013							
Fluxos de caixa futuros	1.134.383	16.770	12.071	–	28.841	1.163.225	8.724
Custos de produção futuros	(469.442)	(8.742)	(3.484)	–	(12.226)	(481.668)	(3.051)
Custos de desenvolvimento futuros	(72.675)	(2.146)	(2.795)	–	(4.942)	(77.617)	(1.927)
Despesa futura de imposto de renda	(205.938)	(1.693)	(169)	–	(1.862)	(207.800)	(1.221)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	386.328	4.189	5.622	–	9.811	396.139	2.524
10% de desconto anual/semestral para o período apropriado de fluxo de caixa estimado *	(197.760)	(1.435)	(2.288)	–	(3.723)	(201.483)	(820)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	188.569	2.754	3.335	–	6.088	194.657	1.704
Em 31 de dezembro de 2012							
Fluxos de caixa futuros	1.107.784	18.010	7.318	15.682	41.010	1.148.794	4.155
Custos de produção futuros	(458.630)	(8.822)	(1.676)	(3.105)	(13.603)	(472.233)	(2.880)
Custos de desenvolvimento futuros	(58.197)	(2.245)	(2.002)	(3.785)	(8.032)	(66.229)	(177)
Despesa futura de imposto de renda	(204.258)	(2.010)	–	(3.166)	(5.176)	(209.434)	(405)
Fluxos de caixa líquidos futuros não descontados	386.699	4.933	3.640	5.626	14.199	400.898	693
10% de desconto anual/semestral para o período apropriado de fluxo de caixa estimado *	(198.081)	(1.733)	(1.174)	(1.872)	(4.779)	(202.860)	(282)
Fluxos de caixa líquidos futuros padronizados descontados	188.618	3.200	2.466	3.754	9.420	198.038	411

*Capitalização semestral
**Em 2013 inclui o valor de US$ 1.758 referente a ativos classificados como mantidos para venda.

(v) Avaliação padronizada do fluxo de caixa líquido futuro relacionado com as quantidades de petróleo e gás e variações

							Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Total	Total
Saldo em 1° de janeiro de 2014	188.569	2.754	3.335		–	6.088	194.657	1.704
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(38.212)	(652)	(700)	–	–	(1.352)	(39.563)	(952)
Custos de desenvolvimento incorridos	18.158	546	418	–	–	964	19.122	638
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	(1.092)	106	–	–	(985)	(985)	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias menos custos relacionados	7.197	182	–	–	–	182	7.379	–
Revisões de estimativas anteriores de quantidade	16.764	(28)	213	–	–	185	16.949	(30)
Variação líquida dos preços, preços de transferência e custos de produção	(33.371)	(255)	(397)	–	–	(652)	(34.023)	(547)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(11.824)	(361)	38	–	–	(323)	(12.147)	(116)
Acréscimo de desconto	18.857	132	343	–	–	475	19.331	176
Variação líquida de imposto de renda	7.570	(114)	(94)	–	–	(208)	7.363	86
Ocorrência		–	19	–	–	19	19	(29)
Outros – não especificados		(30)	25	–	–	(6)	(6)	362
Saldo em 31 de dezembro de 2014	173.707	1.082	3.306	–	–	4.388	178.094	1.292

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

	Brasil	América do Sul	América do Norte	África	Outros	Internacional	Consolidado Total	Investidas por Equivalência Patrimonial Total
Saldo em 1° de janeiro de 2013	188.618	3.200	2.466	3.755	–	9.421	198.039	411
Transferências devido a perda de controle*	–	–	–	(3.755)	–	(3.755)	(3.755)	3.755
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(33.988)	(1.159)	(398)	–	–	(1.557)	(35.545)	(735)
Custos de desenvolvimento incorridos	16.732	656	165	282	2	1.105	17.837	237
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	(1.008)	272	(116)	–	–	157	(851)	(1.878)
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias menos custos relacionados	33.171	–	673	–	–	673	33.844	–
Revisões de estimativas anteriores de quantidade	(4.075)	28	936	–	–	963	(3.112)	84
Variação líquida dos preços, preços de transferência e custos de produção	(9.710)	(370)	303	(282)	(2)	(351)	(10.061)	(416)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(19.155)	(404)	(346)	–	–	(750)	(19.905)	(86)
Acréscimo de desconto	18.862	447	271	–	–	718	19.579	251
Variação líquida de imposto de renda	(877)	189	(12)	–	–	176	(701)	272
Ocorrência		(3)	(654)	–	–	(657)	(657)	–
Outros – não especificados		(102)	46	–	–	(56)	(56)	(192)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	188.569	2.754	3.335	–	–	6.088	194.657	1.704

*Valores transferidos de entidades consolidas para entidades segundo o método de equivalência patrimonial, já que a Companhia deixou de consolidar PO&G.

** Inclui I valor de US$ 1.758 referente a ativos classificados como mantidos para venda.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Informação Complementar sobre a Exploração e Produção de Petróleo e Gás (não auditada)

(Em milhões de dólares norte-americanos, exceto quando indicado em contrário)

						Consolidado	Investidas por Equivalência Patrimonial
	Brasil	**América do Sul**	**América do Norte**	**África**	**Internacional**	**Total**	**Total**
Saldo em 1° de janeiro de 2012	192.396	3.446	1.133	3.465	8.044	200.440	445
Vendas e transferências de petróleo e gás líquidas do custo de produção	(47.822)	(1.241)	(67)	(1.721)	(3.029)	(50.851)	(116)
Custos de desenvolvimento incorridos	16.217	759	538	285	1.642	17.859	19
Variação líquida em decorrência de compras e vendas de minerais	–	–	–	–	–	–	–
Variação líquida em decorrência de extensões, descobertas e melhorias menos custos relacionados	17.855	180	1.017	1.372	2.569	20.424	40
Revisões de estimativas anteriores de quantidade	3.410	246	(59)	1.774	1.961	5.371	(58)
Variação líquida dos preços, preços de transferência e custos de produção	(6.848)	84	114	(341)	(203)	(7.051)	(138)
Variação nos custos futuros estimados de desenvolvimento	(8.958)	(823)	(380)	(1.058)	(2.261)	(11.219)	(114)
Acréscimo de desconto	19.240	485	130	344	959	20.199	67
Variação líquida de imposto de renda	3.129	154	–	(100)	54	3.183	1
Ocorrência	–	(37)	54	–	17	17	–
Outros – não especificados	–	(54)	(15)	(265)	(334)	(334)	265
Saldo em 31 de dezembro de 2012	188.619	3.199	2.465	3.755	9.419	198.038	411

ANEXO 4

192
a

CONTRATO nº 6000.0062274.10.2

ÍNDICE

CLÁUSULAS	TÍTULO
PRIMEIRA	OBJETO
SEGUNDA	OBRIGAÇÕES DA CONTRATADA
TERCEIRA	OBRIGAÇÕES DA PETROBRAS
QUARTA	PRAZO
QUINTA	PREÇOS E VALOR
SEXTA	FORMA DE PAGAMENTO
SÉTIMA	REAJUSTAMENTO DE PREÇOS
OITAVA	MULTAS
NONA	FISCALIZAÇÃO
DÉCIMA	ACEITAÇÃO
DÉCIMA PRIMEIRA	RESCISÃO
DÉCIMA SEGUNDA	CESSÃO
DÉCIMA TERCEIRA	SUBCONTRATAÇÃO
DÉCIMA QUARTA	INCIDÊNCIAS TRIBUTÁRIAS
DÉCIMA QUINTA	SIGILO
DÉCIMA SEXTA	MEDIÇÃO
DÉCIMA SÉTIMA	REEMBOLSO DE DESPESAS ACESSÓRIAS
DÉCIMA OITAVA	CASO FORTUÍTO E FORÇA MAIOR
DÉCIMA NONA	RESPONSABILIDADES DAS PARTES
VIGÉSIMA	DESEQUILÍBRIO DA EQUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO CONTRATO E EXCEÇÃO DO CONTRATO NÃO CUMPRIDO
VIGÉSIMA PRIMEIRA	DECLARAÇÕES DAS PARTES FORO
VIGÉSIMA SEGUNDA	DISPOSIÇÕES GERAIS
VIGÉSIMA TERCEIRA	FORO E LEI APLICÁVEL

CONTRATO QUE ENTRE SI CELEBRAM PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS E CONSTRUTORA NORBERTO ODEBRECHT S.A., PARA SERVIÇOS DE REABILITAÇÃO, CONSTRUÇÃO E MONTAGEM, DIAGNÓSTICO E REMEDIAÇÃO AMBIENTAL, ELABORAÇÃO DE ESTUDOS, DIAGNÓSTICOS E LEVANTAMENTOS NAS ÁREAS DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE, BEM COMO AQUISIÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE CONTINGENCIAMENTO E COMBATE A INCÊNDIOS REFERENTES AO PLANO DE AÇÃO DE CERTIFICAÇÃO EM SMS DA ÁREA DE NEGÓCIOS

CONTRATO nº 6000 0062274.10.2

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS, sociedade de economia mista, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda sob o nº 33.000.167/0001-01, com sede na Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro – RJ, doravante denominada PETROBRAS, neste ato representada por Venâncio Pessoa Igrejas Lopes Filho, Gerente Geral do Controle Corporativo da Gestão do Internacional Corporativo e CONSTRUTORA NORBERTO ODEBRECHT S.A., com sede na Praia de Botafogo, nº 300, 11° anbar, Botafogo, Rio de Janeiro, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda sob o nº 15.102.288/0001-82, doravante denominada CONTRATADA, neste ato representada por Marco Antonio Duran, Diretor e Flavio Bento de Faria, Diretor Superindendente.

celebram o presente Contrato, vinculando-se as partes ao Convite nº 001/2010 e sujeitando-se às seguintes Cláusulas e condições:

CLÁUSULA PRIMEIRA – OBJETO

1.1 O presente Contrato tem por objeto a prestação, pela CONTRATADA, dos serviços de Reabilitação, Construção e Montagem, Diagnóstico e Remediação Ambiental, elaboração de Estudos, Diagnósticos e Levantamentos nas áreas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde e aquisição de serviços e equipamentos de contingenciamento e combate a Incêndios referentes ao Plano de Ação de Certificação em SMS da Área de Negócios Internacional (ANI) da Petrobras, em conformidade com os termos e condições estipulados neste instrumento e em seus Anexos.

CLÁUSULA SEGUNDA – OBRIGAÇÕES DA CONTRATADA

2.1 – Manter durante a execução deste Contrato, de acordo com as obrigações assumidas, todas as condições de qualificação da Licitação.

2.1.1 – Respeitar e cumprir as Normas Administrativas Internas em vigor na PETROBRAS.

2.1.2 – Garantir que nenhum empregado de seu quadro, por ação ou omissão, oculte, participe da ocultação ou tolere que seja ocultado acidente de trabalho ocorrido em decorrência da execução deste Contrato.

2.1.3 – Emitir Comunicação de Acidente do Trabalho – CAT, nas condições e prazos legais, em caso de acidente de trabalho ocorrido com seus empregados que laborem nas instalações da PETROBRAS.

2.1.4 – Informar, imediatamente, à PETROBRAS a ocorrência de acidente de trabalho com seus empregados ou com empregados de suas subcontratadas ou cessionárias, que laborem nas instalações da PETROBRAS.

2.1.4.1 – A PETROBRAS se reserva o direito de fiscalizar o cumprimento da obrigação prevista no item 2.1.3, podendo exigir da CONTRATADA a comprovação de que emitiu a Comunicação de Acidente do Trabalho – CAT, nas condições e nos prazos legais.

2.1.5 – Facilitar e não obstar a ação de fiscalização pela PETROBRAS quanto ao cumprimento das obrigações previstas nos itens 2.1.3 e 2.1.4, podendo ser-lhe exigida a comprovação de que ela, sua subcontratada ou cessionária emitiram a Comunicação de Acidente do Trabalho – CAT, nas condições e nos prazos legais.

2.2 – Quanto à execução dos serviços e responsabilidade técnica:

2.2.1 – Executar os serviços ora contratados, de acordo com o Anexo nº 1 deste Contrato, nos prazos e condições aqui estabelecidos.

2.2.2 – Facilitar a ação da Fiscalização, prevista na CLÁUSULA NONA – FISCALIZAÇÃO, fornecendo informações ou provendo acesso à documentação e aos serviços em execução e atendendo prontamente às observações e exigências por ela apresentadas.

2.2.3 – Refazer ou reparar, às suas expensas e nos prazos estipulados pela Fiscalização, todo e qualquer serviço realizado em desconformidade com o objeto contratual, mesmo aquele já registrado em Relatório de Medição.

2.2.4 – Manter representante específico e devidamente credenciado para responder pela direção dos serviços perante a PETROBRAS.

2.2.5 – Acompanhar as medições dos serviços efetuadas pela PETROBRAS, assinando os Relatórios de Medição ou oferecendo, de imediato, as impugnações que julgar necessárias.

2.2.6 – Garantir os serviços realizados pelo período mínimo estabelecido na legislação brasileira, independentemente do término do Contrato, salvo se prazo maior tiver sido exigido no edital da Licitação.

2.2.6.1 – Sendo necessário refazer o serviço, a CONTRATADA fica obrigada a realizá-lo nas condições contratadas, correndo por sua conta as respectivas despesas. Deixando a CONTRATADA de refazê-lo, a PETROBRAS poderá contratar terceiro para executar o serviço, reconhecendo a CONTRATADA sua responsabilidade pelo respectivo pagamento, sem que tenha direito a reembolso ou prévia ciência dessa contratação.

2.2.7 – Cumprir os preceitos legais e as decisões das autoridades constituídas, sendo a única responsável por sua inobservância.

2.2.8 – Manter, no local da prestação do serviço, uma via do Relatório de Ocorrências (RO), em formulário próprio, com registros das ordens de serviço, anotações de irregularidades e de todas as ocorrências relativas à execução deste Contrato, no modelo e periodicidade definidos pela Fiscalização. O RO será emitido em duas vias, sendo a primeira para uso da PETROBRAS e a segunda para uso da CONTRATADA, devendo ambas ser assinadas pelo representante da CONTRATADA e pela Fiscalização da PETROBRAS.

2.2.9 – Responder por qualquer dano ou prejuízo causado à PETROBRAS ou a terceiros, em decorrência da execução dos serviços previstos neste instrumento contratual, observado o disposto na CLÁUSULA DÉCIMA NONA – RESPONSABILIDADES DAS PARTES.

2.2.10 – Obter as Licenças das repartições competentes, necessárias à execução dos serviços

2.2.11 – Preservar e manter a PETROBRAS a salvo de quaisquer reivindicações, demandas, queixas e representações de qualquer natureza, decorrentes de ação ou omissão sua ou de suas subcontratadas.

2.3 – Quanto ao pessoal:

2.3.1 – Responder pela supervisão, direção técnica e administrativa e mão-de-obra, necessárias à execução dos serviços contratados, como única e exclusiva responsável.

2.3.1.1 – Utilizar-se, exclusivamente, de seus empregados, para a realização dos serviços contratados.

2.3.2 – Abster-se de utilizar, em todas as atividades relacionadas com a execução deste instrumento, mão-de-obra infantil, nos termos do inciso XXXIII do artigo 7º da Constituição da República, nem utilizar mão de obra escrava, bem como, fazer constar cláusula específica nesse sentido nos contratos firmados com os fornecedores de seus insumos e/ou prestadores de serviços, sob pena de multa ou rescisão deste Contrato, sem prejuízo da adoção de outras medidas cabíveis.

2.3.2.1 – A CONTRATADA se obriga, sempre que solicitado pela PETROBRAS, a emitir declaração, por escrito, de que cumpriu ou vem cumprindo a exigência contida no item 2.3.2.

2.3.3 – Apresentar à Fiscalização relação nominal de todos os empregados que executarão os serviços, bem como comunicar, por escrito, qualquer alteração ocorrida nessa relação.

2.3.4 – Obrigar ao uso, pelos seus empregados de crachá de identificação, fornecido pela PETROBRAS, que será devolvido ao término do Contrato ou quando o empregado for desligado da prestação dos serviços.

2.3.5 – Providenciar, sem ônus para a PETROBRAS, o afastamento imediato de qualquer empregado seu, cuja conduta, no local da prestação dos serviços, seja, a critério da PETROBRAS, incompatível com o ambiente de trabalho.

2.3.6 – A CONTRATADA deverá apresentar, sempre que solicitada, a documentação comprobatória do adimplemento de suas obrigações trabalhistas, contribuições previdenciárias e depósitos do FGTS, relativos a seus empregados.

2.3.7 – Fornecer, sob pena de ser retido o Relatório de Medição – RM:

2.3.7.1 – Comprovante de Recolhimento do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) e informações referentes à Previdência Social específico dos empregados que executam os serviços deste Contrato, completo e quitado, nos termos da legislação vigente. Adicionalmente, fornecer semestralmente, certidões negativas ou equivalentes, referentes ao FGTS e contribuições previdenciárias.

2.3.7.2 – Comprovante de pagamento da Previdência Social com o valor indicado no relatório da GFIP.

2.3.8 – Assumir todas e quaisquer obrigações trabalhistas, previdenciárias, tributárias e

despesas relativos aos processos administrativos, judiciais e arbitrais, em qualquer instância ou tribunal, que venham a ser ajuizadas em face da PETROBRAS, assumindo, em juízo ou fora dele, toda a responsabilidade relacionada a estas obrigações, resguardando os interesses da PETROBRAS, prestando, inclusive, as garantias necessárias a sua desoneração.

2.3.8.1 – O disposto no item 2.3.8 não exime a CONTRATADA de restituir à PETROBRAS o valor que lhe for imputado em condenação, proferida pelo Poder Judiciário, por Juízo Arbitral ou outras instâncias competentes, a título de obrigações trabalhistas, previdenciárias, tributárias e dos depósitos de FGTS referentes aos empregados da CONTRATADA. O referido valor será acrescido de todos os acessórios, tais como despesas processuais, honorários advocatícios, despesas extrajudiciais, correção monetária e juros.

2.4 – Quanto a materiais, equipamentos, máquinas, veículos, ferramentas e instalações:

2.4.1 – Disponibilizar os materiais e equipamentos, necessários à execução de todos os serviços, conforme definido no Anexo nº 1 deste Contrato.

2.4.2 – Responsabilizar-se pela correta utilização, guarda e conservação dos materiais, equipamentos, máquinas, veículos, ferramentas e instalações disponibilizados pela PETROBRAS bem como ressarcir extravios, danos ou depreciações não relacionadas com a execução do presente Contrato.

2.4.3 – Retirar seus materiais e equipamentos, às suas expensas, após o término dos serviços ou rescisão deste Contrato, ou ainda aqueles que tenham sido recusados, no prazo fixado pela Fiscalização, findo o qual a PETROBRAS fica com o direito de promover sua retirada, como lhe convier, depositando-os em mãos de terceiros e debitando as respectivas despesas à CONTRATADA.

2.4.4 – Carregar, transportar e descarregar os materiais e equipamentos necessários à execução do presente Contrato, conforme definido no Anexo nº 1 deste Contrato.

2.5 – Quanto à segurança industrial, higiene e medicina do trabalho:

2.5.1 – Cumprir e fazer com que o seu pessoal cumpra os procedimentos contidos nas "instruções de segurança industrial para contratadas".

2.5.2 – Manter os seus empregados uniformizados, identificados pelo nome ou logotipo da CONTRATADA estampado no uniforme e utilizando os equipamentos de proteção individual listados no Anexo nº 3 deste Contrato.

2.6 – Quanto à comunicação de sinistros ou eventos danosos ao meio ambiente, a terceiros ou a seus empregados, que repercutam na imagem da PETROBRAS, oriundos das atividades objeto deste Contrato:

2.6.1 – Comunicar à PETROBRAS em até 24 (vinte e quatro) horas, as ocorrências mencionadas no item 2.6 deste Contrato.

2.6.2 – Apresentar à PETROBRAS, antes de sua divulgação, qualquer comunicado a ser feito aos meios de comunicação, juntamente com a documentação pertinente, em até 24 (vinte e

2.6.3 – Caso o comunicado mencione direta ou indiretamente a PETROBRAS, sua divulgação dependerá de prévia anuência desta.

2.7 – Garantir a seus empregados ligados diretamente à prestação dos serviços objeto deste Contrato: assistência médico-hospitalar-odontológica, fornecendo plano ou seguro-referência de assistência à saúde coletivo-empresarial, conforme artigo 10 e 16, VII, *c*, da Lei nº 9.656/98 e artigo 2º, da Resolução CONSU nº 10, de 3 de novembro de 1998, cobrindo internação hospitalar, ambulatorial, consultas e exames clínicos, e extensivo ao cônjuge ou companheiro e filhos até 21 anos de idade, devendo ainda cobrir os procedimentos relacionados a acidentes de trabalho e suas conseqüências, doenças profissionais e demais procedimentos vinculados à saúde ocupacional.

2.7.1 – Contratar o plano de saúde a que alude o item 2.7, pagando-o diretamente ao prestador dos serviços e podendo, se não absorver integralmente os custos, exigir do empregado que contribua com até 25% (vinte e cinco por cento) do valor das consultas e procedimentos que realizar.

2.7.2 – Promover a divulgação do benefício e das normas que o regem a todos os seus empregados vinculados ao presente Contrato, comprovando-a à Fiscalização.

2.7.3 – Apresentar à Fiscalização, sempre que solicitada, a comprovação da manutenção do Plano de Saúde para os seus empregados, nos termos do item 2.7 deste Contrato.

2.7.4 – Adotar práticas que promovam o exercício da responsabilidade social, evitando a manipulação intencional e de impacto representativo nos níveis percentuais do estado civil no quadro funcional dos empregados contratados, apresentando, para tanto, quanto aos empregados vinculados ao presente Contrato, indicativo de tais percentuais, atualizado a cada três meses.

2.8. – Quanto à Segurança da Informação da PETROBRAS:

2.8.1 – Cumprir os Procedimentos, Políticas, Diretrizes e as Normas de Segurança da Informação da PETROBRAS.

2.8.1.1 – Os Procedimentos, Políticas, Diretrizes e as Normas de Segurança da Informação da PETROBRAS estão disponíveis no Portal Petronect na Internet, no endereço *www.Petronect.com.br*, na opção *"Informações úteis e Normas de Segurança da Informação"*.

2.8.2 – Dar o adequado tratamento à informação recebida ou gerada, direta ou indiretamente, em razão deste Contrato, de acordo com o grau de sigilo estabelecido pela PETROBRAS.

2.8.3 – Manter o seu pessoal informado acerca dos Procedimentos, Políticas, Diretrizes e Normas de Segurança da Informação da PETROBRAS.

2.8.4 – Comunicar imediatamente à PETROBRAS possíveis casos de descumprimento de norma relativa à Segurança da Informação da PETROBRAS, mantendo a PETROBRAS informada do tratamento dado ao incidente.

administradores, empregados, prepostos a qualquer título, sucessores e comissários, assim como por terceiros por ela contratados.

2.8.6 – Permitir que a PETROBRAS fiscalize as práticas adotadas pela CONTRATADA em relação à Segurança da Informação.

CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES DA PETROBRAS

3.1 – Efetuar os pagamentos devidos à CONTRATADA pelos serviços prestados efetivamente medidos e faturados.

3.2 – Fornecer as especificações, instruções e indicar as localizações necessárias para a execução completa dos serviços, consoante o Anexo nº 1 deste Contrato.

3.2.1 – Obter as Licenças de sua responsabilidade, junto às repartições competentes, necessárias à execução dos serviços contratados.

3.3 – Informar à CONTRATADA as alterações de horários e rotinas de trabalho.

3.4 – Realizar a medição dos serviços executados, emitindo o respectivo Relatório de Medição - RM, conforme estipulado na CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA – MEDIÇÃO.

3.5 – Notificar, por escrito, a CONTRATADA, dos defeitos ou irregularidades verificados na execução dos serviços, fixando-lhe prazos para sua correção.

3.6 – Notificar, por escrito, a CONTRATADA, da aplicação de multas, da emissão de notas de débitos e da suspensão da prestação de serviços.

3.7 – Emitir a(s) Autorização(ões) de Serviço com todas as informações necessárias para sua execução.

CLÁUSULA QUARTA – PRAZO

4.1 – O prazo de vigência do presente Contrato é de 1095 (um mil e noventa e cinco) dias, contados da data de assinatura da Autorização de Início de Serviço - OIS.

4.1.1 – O prazo previsto no item 4.1 poderá ser prorrogado por até igual período, por meio de Aditivo.

4.2 – Será suspensa a contagem do prazo previsto no item 4.1 quando houver paralisação dos serviços por causas que independam da vontade ou do controle da CONTRATADA, verificados e aceitos pela Fiscalização.

4.3 – O término contratual não importará na ineficácia das cláusulas de Incidências Tributárias, foro, sigilo e dos itens 2.3.8 e 2.3.8.1, que permanecerão vigentes pelos prazos neles estabelecidos ou pelos prazos prescricionais legalmente previstos.

CONTRATO nº 6000.0062274.10.2

CLÁUSULA QUINTA – PREÇOS E VALOR

5.1 – O valor total estimado do presente Contrato é de US$ 825,660,293.79 (OITOCENTOS E VINTE E CINCO MILHÕES, SEISCENTOS E SESSENTA MIL, DUZENTOS E NOVENTA E TRÊS DÓLARES E SETENTA E NOVE CENTAVOS).

5.1.3 – O valor previsto no item 5.1 é um valor estimado, que não obriga a PETROBRAS a solicitar à CONTRATADA serviços até aquele limite, nem a submete a requisitar volume mínimo de serviços.

5.2 – Os valores a serem pagos pela PETROBRAS à CONTRATADA serão aqueles resultantes da aplicação dos preços unitários, constantes da planilha de preços (Anexo nº 2 deste contrato), que forem efetivamente executados e aceitos pela Fiscalização.

5.3 – A CONTRATADA declara que nos preços propostos para a execução dos serviços, foram considerados todos os custos, insumos, despesas e demais obrigações legais para cumprir as disposições contratuais até o termo final deste Contrato, não cabendo reivindicações a título de revisão de preço, compensação ou reembolso, ressalvado o disposto na CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – INCIDÊNCIAS TRIBUTÁRIAS.

5.3.1 – Nos preços contratuais estão compreendidas todas as tarifas especificadas, preços públicos, supervisão, administração, tributos, emolumentos fiscais e todas as despesas que incidam direta ou indiretamente na prestação dos serviços, inclusive lucro, necessários à sua perfeita execução, até o término do Contrato, não cabendo, pois, quaisquer reivindicações de revisão de preços.

5.3.2 – Os custos referentes à mão-de-obra refletem os preços atualizados no mês da proposta, não cabendo qualquer reivindicação que tenha por base revisão salarial por conta de acordos, convenções ou dissídios ocorridos até o termo final do Contrato.

CLÁUSULA SEXTA – FORMA DE PAGAMENTO

6.1 – Os pagamentos devidos serão efetuados pela PETROBRAS, por meio de boleto de cobrança emitido por instituição bancária (modalidade de cobrança simples e registrada no padrão "CNAB240") em nome da CONTRATADA, cujo vencimento se dará no 30º (trigésimo) dia, contado da data final do período de medição dos serviços, desde que a CONTRATADA apresente, até o 4º (quarto) dia útil do mês seguinte ao período de medição dos serviços, os documentos de cobrança (nota fiscal e/ou fatura) indispensáveis à regularidade do pagamento, anexando o respectivo Relatório de Medição.

6.1.1 – Eventualmente os pagamentos poderão ser efetuados por meio de depósito em conta-corrente da CONTRATADA.

6.1.2 – A apresentação do documento de cobrança fora do prazo previsto no item 6.1 ou em desconformidade com as disposições do item 6.1.4 implicará o adiamento do pagamento por período idêntico ao do atraso na entrega da referida documentação.

6.1.3 – Nenhum faturamento da CONTRATADA será processado sem que tenha sido previamente emitido o respectivo Relatório de Medição

6.1.4 – Nas faturas deverão constar obrigatoriamente, além da data de assinatura deste Contrato, as seguintes informações:

. O número do instrumento contratual;
. O número do Relatório de Medição;
. O nome e código do banco;
. Agência, código e endereço;
. Número da conta corrente da CONTRATADA.

6.1.4.1 – Sempre que for apresentada fatura com informações bancárias diferentes daquelas indicadas por força do item 6.1.4, estas alterações só serão consideradas se acompanhadas de comunicação formal da CONTRATADA e somente prevalecerão para o fim específico deste pagamento.

6.1.4.2. – Não há remuneração pelo transcurso de prazo necessário ao pagamento das faturas.

6.2 – Fica assegurado à PETROBRAS o direito de deduzir do pagamento devido à CONTRATADA, por força deste Contrato ou em outro contrato mantido com a PETROBRAS, comunicando-lhe, em qualquer hipótese, a decisão, com antecedência de cinco dias úteis, por escrito, importâncias correspondentes a:

6.2.1 – Todos os débitos a que tiver dado causa, notadamente multas de qualquer espécie e os decorrentes de obrigações tributárias, previdenciárias e trabalhistas, acrescidos de consectários;

6.2.2 – Despesas relativas à correção de falhas;

6.2.3 – Dedução relativa a insumos de sua responsabilidade não fornecidos;

6.2.4 – Utilização de materiais ou equipamentos da PETROBRAS cujo fornecimento seja obrigação da CONTRATADA.

6.2.5 – Caso a PETROBRAS realize retenções/deduções nas faturas da CONTRATADA que, posteriormente, verifiquem-se incorretas ou em desacordo com o determinado neste Contrato, os valores incorretamente retidos deverão ser devolvidos no prazo de 05 (cinco) dias úteis, contados da conclusão do procedimento interno da PETROBRAS que reconhecer a realização de retenções/deduções indevidas, atualizado monetariamente com base no IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), *pro rata die*.

6.3 – Os valores dos preços básicos deverão constar de modo destacado, em um único documento de cobrança.

CLÁUSULA SÉTIMA – REAJUSTAMENTO DE PREÇOS

7.1 – Os preços contratuais são fixos e irreajustáveis, ressalvado o disposto na Cláusula Décima Quarta – INCIDÊNCIAS TRIBUTÁRIAS.

CLÁUSULA OITAVA – MULTAS

PETROBRAS, observando o disposto no item 8.5, poderá aplicar à CONTRATADA as seguintes multas moratórias:

8.1.1 – Pelo atraso no cumprimento de exigência contratual ou solicitação da Fiscalização: 0,1 % (um décimo por cento), por dia, incidentes sobre o valor estabelecido no item 5.1.

8.1.2 – Pelo atraso no cumprimento do prazo contratual: 0,1 % (um décimo por cento), por dia, incidentes sobre o valor estabelecido no item 5.1.

8.1.3 – Pelo atraso no cumprimento dos prazos parciais contratuais ou acordados com a Fiscalização: 0,1 % (um décimo por cento) por dia, incidentes sobre o valor estabelecido no item 5.1.

8.2 – O montante correspondente à soma dos valores básicos das multas moratórias será limitado a 15 % (quinze por cento) do valor total estimado deste Contrato.

8.3 – Sempre após notificação escrita, sem prejuízo da faculdade de rescindir o presente Contrato, observando o disposto no item 8.5, a PETROBRAS poderá aplicar à CONTRATADA as seguintes multas compensatórias, respondendo ainda a CONTRATADA por qualquer indenização suplementar no montante equivalente ao prejuízo excedente que causar, na forma do Parágrafo Único, do artigo 416, do Código Civil.

8.3.1 – Pelo descumprimento total do objeto contratual será aplicada à CONTRATADA, multa compensatória no valor correspondente a 20 % (vinte por cento) do valor total reajustado.

8.3.2 – Pelo descumprimento, cumprimento parcial, irregular ou defeituoso de evento contratual de obrigação da CONTRATADA: 5 % (cinco por cento), incidentes sobre o valor estabelecido no item 5.1.

8.3.3 – Pelo não atendimento ao item 2.3.2 deste Contrato: 10 % (dez por cento) sobre o valor deste Contrato, por cada ocorrência.

8.3.4 – Pelo não atendimento ao item 2.3.7 deste Contrato ou sua apresentação desconforme, independentemente de notificação: 5 % (cinco por cento) sobre o valor da fatura.

8.3.5 – Caso a PETROBRAS verifique que a CONTRATADA modificou o seu quadro funcional, direcionando a contratação de seus empregados para evitar custos com o Plano de Saúde, mediante notificação, por escrito: 2% (dois por cento) sobre o valor da fatura.

8.3.6 – Pelo descumprimento do item 2.7 deste Contrato, mediante notificação, por escrito: 10 % (dez por cento) sobre o valor da fatura.

8.3.7 – Pela não informação à PETROBRAS da ocorrência de acidente de trabalho nas dependências da PETROBRAS, com seus empregados ou terceiros a seu serviço, vinculados à execução deste Contrato: R$ 1.000,00 (um mil reais) sobre o valor deste Contrato por cada ocorrência.

8.3.8 – Pela não emissão da Comunicação de Acidente do Trabalho – CAT, nas condições e nos prazos legais, em caso de acidente de trabalho ocorrido com seus empregados vinculados

ocorrência.

8.3.9 – As multas previstas nos itens 8.3.5, 8.3.6, 8.3.7 e 8.3.8, quando cumuladas, não poderão ultrapassar 20 % (vinte por cento) do valor do Contrato.

8.3.10 – Pelo descumprimento da obrigação contida no item 2.6.1, mediante notificação, por escrito: 10 % (dez por cento) sobre o valor deste Contrato por cada ocorrência.

8.3.11 – Pelo descumprimento da obrigação contida no item 2.6.2, mediante notificação, por escrito: 10 % (dez por cento) sobre o valor deste Contrato por cada ocorrência.

8.3.12 – Pelo descumprimento da obrigação contida no item 2.6.3, mediante notificação, por escrito: 10 % (dez por cento) sobre o valor deste Contrato por cada ocorrência.

8.3.13 – Pelo descumprimento de qualquer obrigação prevista no item 2.8 deste Contrato: 1 % (um por cento) sobre o valor do Contrato, por cada ocorrência.

8.4 – As penalidades estipuladas neste Contrato não excluem outras, previstas na legislação, não se exonerando a CONTRATADA de suas responsabilidades por perdas e danos causados à PETROBRAS em decorrência do inadimplemento das obrigações contratuais.

8.5 – Quando a CONTRATADA for notificada de conduta passível de aplicação de multa, ser-lhe-á garantido prazo de 5 dias úteis para defesa.

8.6 – Na hipótese de aplicação de multa compensatória, de seu montante serão deduzidos os valores recebidos em razão da aplicação de multas moratórias pelo mesmo evento.

CLÁUSULA NONA – FISCALIZAÇÃO

9.1 – A Fiscalização será exercida por preposto da PETROBRAS encarregado de verificar o cumprimento das obrigações da CONTRATADA, visando assegurar que os serviços sejam executados atendendo ao estipulado neste Contrato, podendo, inclusive:

9.1.1 – Transmitir as instruções e determinações da PETROBRAS à CONTRATADA.

9.1.2 – Sustar ou recusar qualquer serviço ou parcela executada em desacordo com este Contrato ou capaz de comprometer a segurança de pessoas e bens da PETROBRAS ou de terceiros.

9.1.3 – Acompanhar a execução deste Contrato, podendo solicitar informações e esclarecimentos a respeito dos serviços, equipamentos e materiais a eles relacionados.

9.2 – Cabe à Fiscalização registrar no Relatório de Ocorrências (RO) ou Livro de Ocorrências, as reclamações, impugnações, irregularidades, falhas e outros registros quanto a fatos que sejam considerados relevantes pela Fiscalização, na execução dos serviços, assinando-os em conjunto com o representante da CONTRATADA.

9.3 – A ação ou omissão, total ou parcial, da Fiscalização não exime a CONTRATADA da total

9.4 – Na vigência do prazo contratual, a PETROBRAS avaliará o desempenho da CONTRATADA quanto aos materiais, equipamentos, máquinas, veículos, ferramentas e instalações, sua qualidade e eficácia, e recursos humanos empregados na execução dos serviços. Os resultados dessas avaliações serão comunicados ao longo da execução contratual e consolidados no respectivo atestado ao final do Contrato, e comunicados à CONTRATADA quando solicitados.

9.5 – Quando atendidos os termos deste Contrato, o exercício da Fiscalização, pela PETROBRAS, não importará em abuso de direito.

CLÁUSULA DÉCIMA – ACEITAÇÃO

10.1 – A aceitação definitiva dos serviços se dará na sua conclusão e após a assinatura, pelas partes, do Termo de Recebimento Definitivo (TRD).

10.2 – Antes da assinatura do Termo de Recebimento Definitivo, a CONTRATADA deve solucionar todas as pendências identificadas pela Fiscalização, sem ônus para a PETROBRAS.

10.3 – Poderão ser lavrados e assinados pelas partes Termos de Recebimento Parcial, quando o todo ou uma parte bem definida dos serviços estiver concluído e já realizada a respectiva medição.

10.4 – Os serviços registrados no documento de medição serão considerados como provisoriamente aceitos apenas para efeito de pagamento parcial.

10.5 – A assinatura do Termo de Recebimento Definitivo (TRD) não exime a CONTRATADA das responsabilidades que lhe são cometidas pela legislação em vigor e por este Contrato, nem exclui as garantias legais e contratuais, as quais podem ser argüidas pela PETROBRAS, dentro dos prazos de garantia e responsabilidade previstos em lei, se outro prazo não for estipulado neste Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – RESCISÃO

11.1 – A PETROBRAS poderá rescindir este Contrato, sem que caiba à CONTRATADA direito de indenização e retenção dos serviços, nas hipóteses abaixo:

11.1.1 – Descumprimento ou cumprimento irregular de cláusulas contratuais, especificações, projetos ou prazos.

11.1.2 – Lentidão no seu cumprimento, levando a PETROBRAS a presumir a impossibilidade de conclusão dos serviços nos prazos estipulados.

11.1.3 – Atraso injustificado no início dos serviços.

11.1.4 – Paralisação dos serviços sem justa causa e prévia comunicação à PETROBRAS.

anuência da PETROBRAS.

11.1.6 – Cessão ou dação em garantia dos créditos deste CONTRATO, total ou parcialmente, sem prévia e expressa anuência da PETROBRAS.

11.1.7 – Associação, fusão, cisão ou incorporação da CONTRATADA sem prévia comunicação à PETROBRAS.

11.1.8 – Desatendimento das determinações regulares do preposto da PETROBRAS designado para acompanhar e fiscalizar sua execução, assim como as de seus superiores.

11.1.9 – Cometimento reiterado de faltas na sua execução, anotadas em registro próprio, desde que atingido o limite estabelecido no item 8.2 para a soma dos valores das multas aplicadas.

11.1.10 – Decretação da falência, dissolução, alteração social ou modificação da finalidade ou da estrutura da empresa, que, a juízo da PETROBRAS, prejudique a execução da obra ou serviço.

11.1.11 – Não prestação de caução suficiente para garantir o cumprimento das obrigações contratuais, a critério da PETROBRAS, nos casos de homologação de plano de recuperação extrajudicial ou deferimento de recuperação judicial.

11.1.12 – Suspensão dos serviços por determinação de autoridades competentes, motivada pela CONTRATADA, a qual responderá por eventual aumento de custos daí decorrentes e por perdas e danos que a PETROBRAS, como conseqüência, vier a sofrer.

11.1.13 – Não apresentação, pela CONTRATADA de comprovação de adimplemento das obrigações trabalhistas, inclusive contribuições previdenciárias e depósitos do FGTS, para com seus empregados, quando solicitada pela Fiscalização, sem prejuízo da respectiva multa.

11.2 – Havendo causa para rescisão do Contrato, a PETROBRAS se imitirá na posse imediata e exclusiva dos serviços executados, entregando-os a quem lhe convier, independentemente de autorização judicial e sem qualquer consulta ou interferência da CONTRATADA, que responderá na forma legal e contratual pela infração ou execução inadequada que tenha dado causa a rescisão.

11.2.1 – Na hipótese prevista no item 11.2, a CONTRATADA reembolsará a PETROBRAS pelo que tiver de despender além do valor contratual e a reparar as perdas e danos que advierem da rescisão.

11.2.2 – Rescindido o Contrato, a PETROBRAS, se assim desejar, poderá contratar com outrem os serviços objeto deste Contrato, independentemente de autorização da CONTRATADA.

11.3 – A rescisão acarretará a(s) seguinte(s) consequência(s) imediata(s) para fins indenizatórios:

11.3.1 – Retenção dos créditos decorrentes do Contrato, até o limite dos prejuízos causados à

11.4 – Sem prejuízo das penalidades previstas no presente Contrato, a PETROBRAS poderá suspender a sua execução – até que a CONTRATADA cumpra integralmente a condição contratual infringida – executar ou mandar executar a obrigação por terceiro a condição contratual infringida, à custa da CONTRATADA, comunicando-lhe a decisão.

11.5 – A CONTRATADA poderá rescindir este Contrato nos casos de:

11.5.1 – Suspensão de sua execução, por ordem escrita da PETROBRAS, por prazo superior a 120 (cento e vinte) dias, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra.

11.5.2 – Atraso superior a 90 (noventa) dias nos pagamentos devidos pela PETROBRAS, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra ressalvado, ainda, o disposto na CLÁUSULA SEXTA – FORMA DE PAGAMENTO.

11.5.3 – Não liberação, por culpa da PETROBRAS, de área, local ou equipamento para execução dos serviços, nos termos e prazos contratuais.

11.6 – Em qualquer hipótese de rescisão contratual, a CONTRATADA receberá os valores devidos e não pagos pela PETROBRAS, pelos serviços executados ou em execução até a data da efetiva rescisão, caso não haja necessidade de qualquer desconto ou retenção, nos termos do Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA – CESSÃO

12.1 – A CONTRATADA não poderá ceder, no todo ou em parte, os direitos e obrigações decorrentes do presente Contrato, salvo com autorização prévia e por escrito da PETROBRAS.

12.1.1 – A CONTRATADA será solidariamente responsável com a cessionária por todas as obrigações contratuais cedidas.

12.2 – A CONTRATADA não poderá ceder ou dar em garantia, a qualquer título, no todo ou em parte, os créditos de qualquer natureza, decorrentes ou oriundos deste Contrato, salvo com autorização prévia e por escrito da PETROBRAS.

12.3 – A ocorrência dos casos previstos nos itens 12.1 e 12.2, mesmo que devidamente autorizados pela PETROBRAS, não exime a CONTRATADA de quaisquer de suas responsabilidades contratuais.

12.4 – A PETROBRAS poderá ceder o presente Contrato, total ou parcialmente, mediante anuência da CONTRATADA, dispensada esta nos casos em que a CESSIONÁRIA seja empresa sob controle ou com participação acionária da PETROBRAS.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – SUBCONTRATAÇÃO

13.1 – A CONTRATADA poderá subcontratar parte do objeto contratual mediante prévia autorização por escrito da PETROBRAS

13.1.1 – É vedada a subcontratação total do objeto contratual.

13.2 – O vínculo jurídico entre CONTRATADA e subcontratada não se estende à PETROBRAS, permanecendo a primeira integralmente obrigada pelo fiel e perfeito cumprimento dos serviços contratados, na forma do presente Contrato.

CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – INCIDÊNCIAS TRIBUTÁRIAS

14.1 – Os tributos de qualquer natureza, que sejam devidos em decorrência direta deste Contrato ou de sua execução, são de exclusiva responsabilidade do contribuinte assim definido na norma tributária, sem direito a reembolso.

14.1.1 – Não se entende como tributos devidos em decorrência direta deste Contrato aqueles cujo ônus econômico deve ser suportado pela CONTRATADA, tais como: IRPJ, CSLL, IOF, contribuições previdenciárias sobre folha de pagamentos, dentre outros.

14.1.2 – A CONTRATADA declara haver levado em conta, na apresentação de sua proposta, os tributos incidentes sobre a execução dos serviços, não cabendo qualquer reivindicação fundada em erro nessa avaliação, para efeito de solicitar revisão de preço ou reembolso por recolhimentos determinados pela autoridade competente.

14.1.3 – Uma vez apurado que a CONTRATADA acresceu indevidamente a seus preços valores correspondentes a tributos de qualquer natureza, deixou de fazer deduções, e/ou de aproveitar créditos tributários autorizados por lei, ou nos casos previstos no item 14.4, o preço será imediatamente reduzido na medida da inclusão indevida, dedução não feita ou crédito não aproveitado, com o consequente reembolso ou compensação à PETROBRAS dos valores porventura pagos à CONTRATADA.

14.2 – A PETROBRAS, quando fonte retentora, irá descontar e recolher dos pagamentos que efetuar, nos prazos da legislação, os tributos a que esteja obrigada pela legislação vigente, não tendo a CONTRATADA direito à majoração da base de cálculo nem à revisão mencionada no item 14.3.

14.2.1 – A CONTRATADA fornecerá previamente todos os documentos necessários para a eventual redução ou eliminação da retenção a ser efetuada pela PETROBRAS, sem necessidade de notificação ou aviso prévio.

14.3 – Se durante o prazo de vigência do Contrato ocorrer a criação de novos tributos, a alteração de alíquotas e/ou alteração de base de cálculo, ou ainda a extinção de tributos existentes, a instituição de incentivos fiscais de qualquer natureza e/ou a isenção ou redução de tributos, que, de forma direta, venham a majorar ou reduzir, comprovadamente, o ônus da CONTRATADA, o preço será revisto proporcionalmente à majoração ou redução ocorrida, compensando-se, na primeira oportunidade, a diferença decorrente das respectivas alterações.

14.3.1 – A revisão prevista no item 14.3, para majorar o preço contratual, somente ocorrerá se o aumento da carga tributária não for resultante de decisão da CONTRATADA, tais como a modificação do estabelecimento prestador dos serviços, a adesão a sistema simplificado de tributação, entre outros, ou ainda de mera circunstância econômica, como o enquadramento

apresentação da proposta.

14.3.2 – A CONTRATADA fornecerá todos os documentos necessários para evitar os ônus decorrentes da responsabilidade solidária da PETROBRAS, prevista em lei, inclusive os relativos a suas empresas subcontratadas, sem necessidade de notificação ou aviso prévio, sob pena de sofrer a compensação, na primeira oportunidade, do valor dos tributos em relação aos quais se aplicam a responsabilidade solidária prevista na legislação.

14.4 – Nos casos em que qualquer tributo que componha o preço contratual deixar de ser devido, total ou parcialmente, em razão de: (i) ato declaratório do Procurador Geral de Fazenda Nacional, aprovado pelo Ministro de Estado de Fazenda, autorizando a não interposição de recurso ou a desistência de recurso interposto pela União; (ii) súmula vinculante; (iii) decisão definitiva do Supremo Tribunal Federal, pela via da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADIN) ou Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC); (iv) suspensão de execução da norma pelo Senado Federal; ou (v) habilitação ou enquadramento em regime de incentivo fiscal, o preço será imediatamente ajustado, com vistas a expurgar o valor do tributo declarado indevido.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA – SIGILO

15.1 – A CONTRATADA se obriga, pelo prazo de 20 (vinte) anos, a manter sob sigilo todas as informações ou dados confidenciais que lhe forem transmitidos ou a que tiver acesso em razão da execução do objeto contratual, ressalvada a hipótese descrita no item 15.1.2.

15.1.1 São consideradas confidenciais informações ou dados armazenados a que a CONTRATADA tenha acesso, e também aqueles transmitidos oralmente, por escrito ou eletronicamente, em razão da execução deste Contrato, independentemente de expressa menção a sua confidencialidade.

15.1.2 – O prazo previsto no item 15.1 não se aplica às informações e aos dados relativos ao segredo de negócio (know how, trade secret), à estratégia comercial e a tudo que represente diferencial competitivo para a PETROBRAS, que deverão ser mantidos sob sigilo, pela CONTRATADA, por prazo indeterminado, salvo autorização expressa da PETROBRAS.

15.1.3 A CONTRATADA, para fins de sigilo, se obriga por seus administradores, empregados, prepostos a qualquer título, sucessores e comissários.

15.1.4 – Quaisquer informações obtidas pela CONTRATADA durante a execução contratual, nas dependências da PETROBRAS ou dela originárias, que não tenham relação direta com o objeto deste Contrato, devem ser mantidas em sigilo nos termos e prazos desta Cláusula.

15.2 – O descumprimento pela CONTRATADA da obrigação de sigilo, revelando informações e dados confidenciais ou facilitando sua revelação, importará em:

a) rescisão contratual, se vigente o Contrato;

b) em qualquer hipótese, na responsabilidade por perdas e danos, não se aplicando, nesse caso, eventual limite de valor, se previsto na CLÁUSULA DÉCIMA NONA – RESPONSABILIDADES DAS PARTES.

c) adoção das medidas judiciais cabíveis por força da Lei nº 9.279/96 e legislação aplicável.

d) aplicação de multa compensatória no montante de 10% (dez por cento) do valor contratual, independentemente da indenização que trata a alínea "b", deste item 15.2, se vigente o Contrato.

15.2.1 – O descumprimento, pela CONTRATADA, da obrigação de sigilo prevista neste item caracteriza irregularidade grave, para fins de inscrição cadastral, participação em licitações e contratação.

15.3 – Só configuram exceção à obrigatoriedade de sigilo e confidencialidade as seguintes hipóteses:

a) informação comprovadamente conhecida antes das tratativas de contratação, tanto diretas quanto por meio de procedimento licitatório;

b) prévia e expressa anuência da titular das informações, mediante autorização da maior autoridade do órgão responsável pelo Contrato, quanto à liberação da obrigação de sigilo e confidencialidade;

c) informação comprovadamente conhecida por outra fonte, de forma legal e legítima, independentemente do presente Contrato;

d) determinação judicial e/ou administrativa para conhecimento das informações, desde que notificada imediatamente a respectiva titular, previamente à liberação, e sendo requerido segredo de justiça no seu trato judicial e/ou administrativo.

15.4 – Toda divulgação sobre qualquer informação ou dado relacionados ao presente Contrato dependerá de prévia autorização da PETROBRAS, ressalvada a mera notícia de sua existência.

CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA – MEDIÇÃO

16.1 – A PETROBRAS procederá à medição dos serviços executados, reunindo os resultados encontrados em Relatório de Medição (RM), assinado por ambas as partes e entregue à CONTRATADA no 1º (primeiro) dia útil do mês seguinte ao da medição, para fins de apresentação dos documentos de cobrança.

16.1.1 – O período de execução dos serviços a ser considerado é do dia 26 (vinte e seis) do mês anterior até o dia 25 (vinte e cinco) do mês de competência.

16.1.2 – Os serviços registrados no Relatório de Medição (RM) são considerados aceitos, provisoriamente, e reconhecidos em condições de ser faturados pela CONTRATADA podendo a PETROBRAS rejeitá-los posteriormente e obrigar a CONTRATADA a refazê-los.

16.1.3 – Nos Relatórios de Medição (RM) serão destacadas, pela PETROBRAS, as parcelas relativas aos valores básicos e aos complementos, se previstos no presente Contrato.

PETROBRAS, oferecendo, na oportunidade, as impugnações ou considerações que julgar necessárias, as quais serão submetidas à apreciação e julgamento da PETROBRAS.

16.3 – A assinatura da CONTRATADA, por seu representante perante a PETROBRAS, implicará o reconhecimento da exatidão do Relatório de Medição (RM) e/ou do Boletim de Complemento (BC), para efeito de faturamento.

CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA – REEMBOLSO DE DESPESAS ACESSÓRIAS

17.1 – A PETROBRAS reembolsará a CONTRATADA das despesas acessórias, incorridas em razão da prestação do serviço, que hajam sido previamente solicitadas e autorizadas pela PETROBRAS.

17.2 – Despesas acessórias compreendem os dispêndios, incorridos pela CONTRATADA, resultantes de necessidades e condições especiais provocadas pela PETROBRAS, que não caracterizem insumo da obrigação principal e, portanto, não se encontram embutidos no preço.

17.2.1 – Para fins deste contrato, considera-se insumo da obrigação principal o custo essencial, indispensável, à prestação do serviço contratado.

17.3 – Demais despesas que não se enquadrem nos requisitos especificados no item 17.2 não serão passíveis de reembolso.

17.4 – Deve a CONTRATADA apresentar os recibos ou documentos equivalentes, que comprovem os valores a serem reembolsados. A PETROBRAS poderá auditar as despesas incorridas, bem como detém a prerrogativa de desconsiderar parcelas das despesas que não observem os parâmetros estabelecidos neste Contrato.

17.5 – O recebimento, devidamente formalizado pela PETROBRAS, de qualquer comprovante de despesas reembolsáveis, não representa o reconhecimento do débito, nem a comprovação da realização das despesas.

17.6 – O reembolso das despesas será efetuado mediante recibo ou nota de débito em nome da PETROBRAS.

CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA – CASO FORTUITO E FORÇA MAIOR

18.1 – As partes não responderão por prejuízos resultantes de caso fortuito ou força maior, nos termos do Artigo 393, do Código Civil.

18.2 – O período de interrupção dos serviços decorrentes de eventos caracterizados como caso fortuito ou força maior, desde que verificados e aceitos pela Fiscalização, acarretará a suspensão da contagem do prazo contratual previsto no item 4.1.

18.3 – Ocorrendo circunstâncias que justifiquem a invocação de caso fortuito ou de força maior, a parte impossibilitada de cumprir sua obrigação deverá comunicá-lo à outra, por escrito e imediatamente, revelando as respectivas consequências

18.4 – Durante o período a que se refere o item 18.2, as partes suportarão as suas respectivas perdas.

18.5 – Se a causa da interrupção perdurar por mais de 60 (sessenta) dias consecutivos, qualquer das partes poderá comunicar, por escrito, à outra, a resolução do Contrato, nas condições previstas no item 18.4.

CLÁUSULA DÉCIMA NONA – RESPONSABILIDADES DAS PARTES

19.1 – A responsabilidade da PETROBRAS e da CONTRATADA por perdas e danos será limitada aos danos diretos de acordo com o Código Civil e legislação aplicável, excluídos os lucros cessantes e os danos indiretos.

19.2 – Cada uma das partes responde integralmente pelos danos que causar a terceiros, garantido o direito de regresso, na forma da lei, inclusive a denunciação da lide, de forma a garantir a defesa de seus direitos.

19.2.1 – Será objeto de regresso o que efetivamente o terceiro vier a obter judicial ou extrajudicialmente, acrescido de todos os acessórios, tais como: despesas judiciais e extrajudiciais, honorários advocatícios, dentre outros, não se aplicando nesta hipótese o limite previsto no item 19.1.

CLÁUSULA VIGÉSIMA – DESEQUILÍBRIO DA EQUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO CONTRATO E EXCEÇÃO DO CONTRATO NÃO CUMPRIDO

20.1 – Na superveniência de fato extraordinário e imprevisível, que altere o equilíbrio da equação econômico-financeira original deste Contrato, causando excessiva onerosidade para uma das partes, a parte prejudicada poderá pedir a resolução deste Contrato. As partes terão a faculdade de mantê-lo, desde que, mediante consenso, revisem as condições segundo as quais o vínculo contratual continuará vigente.

20.2 – Se, depois de celebrado o Contrato, sobrevier a uma das Partes diminuição em seu patrimônio capaz de comprometer ou tomar duvidosa a prestação pela qual se obrigou, pode a outra se recusar à prestação que lhe incumbe, até que aquela satisfaça a que lhe compete ou dê garantia bastante de satisfazê-la.

CLÁUSULA VIGÉSIMA PRIMEIRA – DECLARAÇÕES DAS PARTES

21.1 – As partes declaram que:

21.1.1 – As prestações assumidas são reconhecidas por ambas como manifestamente proporcionais;

21.1.2 – A proporcionalidade das prestações assumidas é decorrente de valores vigentes ao tempo em que é celebrado o presente Contrato;

21.1.3 – Estão cientes de todas as circunstâncias e regras que norteiam o presente negócio

21.1.4 – Exercem a sua liberdade de contratar, observados os preceitos de ordem pública e o princípio da função social do presente Contrato, que atende também aos princípios da economicidade e razoabilidade, permitindo o alcance dos objetivos societários das partes e atividades empresarlais, servindo, consequentemente, a toda a sociedade;

21.1.5 – Sempre guardarão na execução deste Contrato os princípios da probidade e da boa-fé, presentes também, tanto na sua negociação, quanto na sua celebração;

21.1.6 – Este Contrato é firmado com a estrita observância dos princípios indicados nos itens antecedentes, não importando, em nenhuma hipótese, em abuso de direitos, a qualquer título que seja;

21.1.7 – Havendo nulidade de qualquer estipulação do presente Contrato, restarão válidas as demais disposições contratuais, não afetando assim a validade do negócio jurídico ora firmado em seus termos gerais.

21.1.8 – Mediante sua assinatura, prevalecerá o presente Contrato, substituindo quaisquer tratativas, escritas ou orais, anteriormente mantidas entre as partes, quanto ao objeto deste Contrato.

21.1.9 – De boa-fé, estão cientes de que a celebração do presente Contrato não implica a obrigação de contratar para além do prazo de vigência previsto neste instrumento, seja por meio de termos aditivos ou de novos instrumentos contratuais.

CLÁUSULA VIGÉSIMA SEGUNDA – DISPOSIÇÕES GERAIS

22.1 – Fazem parte do presente Contrato os seguintes anexos:

ANEXO Nº 1 - ESPECIFICAÇÃO DOS SERVIÇOS MEMORIAL DESCRITIVO (MD) e anexos
ANEXO Nº 2 - PLANILHA DE PREÇOS UNITÁRIOS
ANEXO Nº 3 – EXIGENCIAS CONTRATUAIS DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAUDE OCUPACIONAL.
ANEXO N° 4 – NOTAS DE ESCLARECIMENTOS DE 01 A 14 OCORRIDAS DURANTE O PROCESO LICITATÓRIO.

22.2 – Havendo divergência entre disposições contidas nos anexos e as deste instrumento, prevalecerão deste último.

22.3 – As alterações das disposições contratuais serão realizadas por aditivo, quando decorrerem de fatores supervenientes ou oportunidades que impuserem sua revisão.

22.4 – O presente Contrato também é regido pelo Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado aprovado pelo Decreto 2.745 de 24 de agosto de 1998, e pelo Manual de Procedimentos Contratuais – MPC da PETROBRAS.

CLÁUSULA VIGÉSIMA TERCEIRA – FORO E LEI APLICÁVEL

23.1 – Fica eleito o Foro Central da Comarca da Capital do Estado do Rio de Janeiro, para

qualquer outro, por mais privilegiado que seja.

23.2 – Ao presente Contrato aplicar-se-á a lei brasileira, independentemente da nacionalidade das partes e do local de sua celebração, renunciando, expressamente, aquelas a qualquer questionamento sobre a legislação ora eleita.

E por estarem justas e combinadas, os representantes das partes firmam, em 3 (TRÊS) vias de igual teor e forma, o presente Contrato, que segue ainda subscrito por duas testemunhas.

Rio de Janeiro, 26 de OUTUBRO de 2010.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
P/ Venâncio Pessoa Igrejas Lopes Filho
Gerente Geral

Construtora Norberto Odebrecht
Marco Antonio Duran
Diretor

Construtora Norberto Odebrecht
Flavio Bento de Faria
Diretor Superintendente

TESTEMUNHAS:

Nome: ULISSES SOBRAL CACILE CI. 110645741-4 DETRAN/RJ - CPF 466895407-15
Nº da identidade e CPF:

Nome: VENÂNCIO PESSOA IGREJAS LOPES FILHO
Nº da Identidade e CPF:
CI. 0002 2140 462 IFP CPF. 192204452-91